



Økonomi for vindmøller i Danmark. Etablerings- drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for udvalgte generationer

Jensen, Peter Hjuler; Morthorst, Poul Erik; Skriver, S.; Rasmussen, M.; Larsen, Helge V.; Hansen, L.H.; Nielsen, P.; Lemming, Jørgen Kjærgaard

Publication date:
2002

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Jensen, P. H., Morthorst, P. E., Skriver, S., Rasmussen, M., Larsen, H. V., Hansen, L. H., Nielsen, P., & Lemming, J. K. (2002). *Økonomi for vindmøller i Danmark. Etablerings- drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for udvalgte generationer*. Denmark. Forskningscenter Risø. Risø-R No. 1247(DA)

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Økonomi for vindmøller i Danmark

Etablerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for udvalgte generationer

**Peter Hjuler Jensen, Poul Erik Morthorst, Strange Skriver,
Mikkel Rasmussen, Helge Larsen, Lars Henrik Hansen,
Per Nielsen og Jørgen Lemming.**

Forord

I de senere år er der gennemført en række analyser af økonomien i vindkraftanlæg i Danmark, specielt hvad angår investeringsomkostninger og energiproduktion. Men skønt drifts- og vedligeholdelseskostninger udgør en væsentlig andel af de samlede omkostninger, er disse ikke blevet behandlet tilsvarende grundigt.

Formålet med dette projekt er således at opsamle og undersøge drifts- og vedligeholdelseserfaringer fra danske vindmøller. Dette inkluderer den økonomiske og tekniske levetid for møllerne, hvorfor investeringsomkostningerne også er indeholdt og analyseret. Undersøgelsen er baseret på spørgeskemaundersøgelser samt Energi- og Miljødatas database. Udfra disse data er udledt tidsserier for investerings- og drifts- og vedligeholdelseskostninger tilbage fra starten af 80'erne. Tidsserierne er inddelt i effektklasser og bliver analyseret i forhold til udviklingen af D&V-omkostningerne igennem vindmøllens levetid. Et af projektets væsentlige formål er at projektere udviklingsforløb fra ældre vindmøller (55 kW-225 kW) til de større og nyere vindmøller, (500 kW-750kW) for herigennem at kunne etablere en forventet udvikling for større vindmøllers D&V-omkostninger.

Projektarbejdet omkring denne rapport er udført af:

Lars Henrik Hansen (Risø National Laboratory)
Peter Hjuler Jensen (Risø National Laboratory)
Helge Larsen (Risø National Laboratory)
Jørgen Lemming (Energistyrelsen)
Poul Erik Morthorst (Risø National Laboratory)
Per Nielsen (Energi og Miljødata)
Mikkel Rasmussen (Risø National Laboratory)
Strange Skriver (Danmarks Vindmølleforening)

Arbejdet er finansieret af Energistyrelsen via tilskud fra følgende projekter:
Opdatering af datagrundlag for vindmøllers økonomi, J.nr. 51171/96-0039
Basistilskud til prøvestation for vindmøller, J.nr. 51176/01-0001

ISBN 87-550-2838-1; 87-550-2840-3 (internet)
ISSN 0106-2840

Print: Pitney Bowes Management Services Denmark A/S, 2002

Indholdsfortegnelse

Forord 2

1 Indledning 5

- 1.1 Baggrund for undersøgelsen 5
- 1.2 Formål 6

2 Datagrundlag 7

- 2.1 Dataindsamlingen i dag. 7
- 2.2 EMD's database. 7
- 2.3 Spørgeskemaundersøgelse 8
- 2.4 Datagrundlag for spørgeskemaundersøgelsen. 8
- 2.5 Datarepræsentation 9
- 2.6 Datahåndtering 10
- 2.7 Datagrundlag for investeringsanalysen. 10
- 2.8 Datagrundlag for driftsanalysen. 11

3 Investeringsomkostninger. 13

- 3.1 Investeringsposter. 13

4 Benyttelsestid 34

- 4.1 Specifik Effekt 35

5 D&V-omkostninger. 37

- 5.1 Om datagrundlaget og definitioner 37
- 5.2 Analyse af de enkelte drifts- og vedligeholdelsesposter. 38
- 5.3 Analyse af drift og vedligeholdelsesomkostninger for de enkelte møller. 44

6 Analyse af gear 54

- 6.1 Bonus 150 kW møller 54
- 6.2 Vestas 225 kW møller 55

7 Nedtagning af vindmøller 58

- 7.1 Datagrundlaget. 58
- 7.2 Analyser af nedtagningsforløb. 59
- 7.3 Årsager til nedtagning og vindmøllernes videre skæbne. 62
- 7.4 Konklusion vedr. nedtagne vindmøller 64

8 Teknisk og økonomisk levetid 65

- 8.1 Teknisk levetid 65
- 8.2 Økonomisk levetid 65
- 8.3 De teoretiske overvejelser sammenholdt med data fra D&V-analyserne, samt data fra nedtagne møller. 69

9 Konklusion 72

Referencer 74

10 Appendiks 75

1 Indledning

1.1 Baggrund for undersøgelsen

Til trods for at vindmøller såvel teknisk som økonomisk har udviklet sig hurtigt gennem de senere år, er der stadig et behov for støtte til etablering af nye vindkraftanlæg. Som baggrundsinformation for statens engagement i vindkraft er det derfor nødvendigt at have et veldokumenteret datagrundlag, herunder at kende både udviklingen af investerings- og drift og vedligeholdelsesomkostninger for vindmøller.

Den største eksisterende database forefindes i dag hos Energi- og Miljødata (EMD) i Aalborg, og den suppleres løbende ved indsamlingen af data gennem Danmarks Vindmølleforening. Denne database indeholder data fra et meget stort antal møller, specielt informationer om investeringsomkostninger og produktionsdata. Databasens indhold af oplysninger om nyere møller og udgifter til drift og vedligeholdelse er dog sparsomme, og beregninger baseret på databasens information giver ikke tilstrækkeligt sikre resultater.

Formålet med dette projekt er således primært at opsamle og analysere driftserfaringer fra danske vindmøller med start i de forholdvis små møller fra begyndelsen af 80'erne og til de store møller, der etableres i dag. Undersøgelsen er rettet mod indsamlingen af oplysninger om nye store møller og om data vedrørende drift og vedligeholdelse, og er gennemført ved udsendelse af spørgeskemaer til ejerne af en række vindmøllestørrelser, hvor fokus som udgangspunkt er lagt på 55, 150, 225, 300, 500, 600 og 750 kW. Denne spørgeskemaundersøgelse er suppleret af det eksisterende datagrundlag hos EMD. Projektet er støttet af Energistyrelsens Udviklingsprogram for Vedvarende Energi.

Projektet gennemføres i samarbejde med EMD, Danmarks Vindmølleforening, Vindmølleindustrien, Energistyrelsen og elværkerne.

1.2 Formål

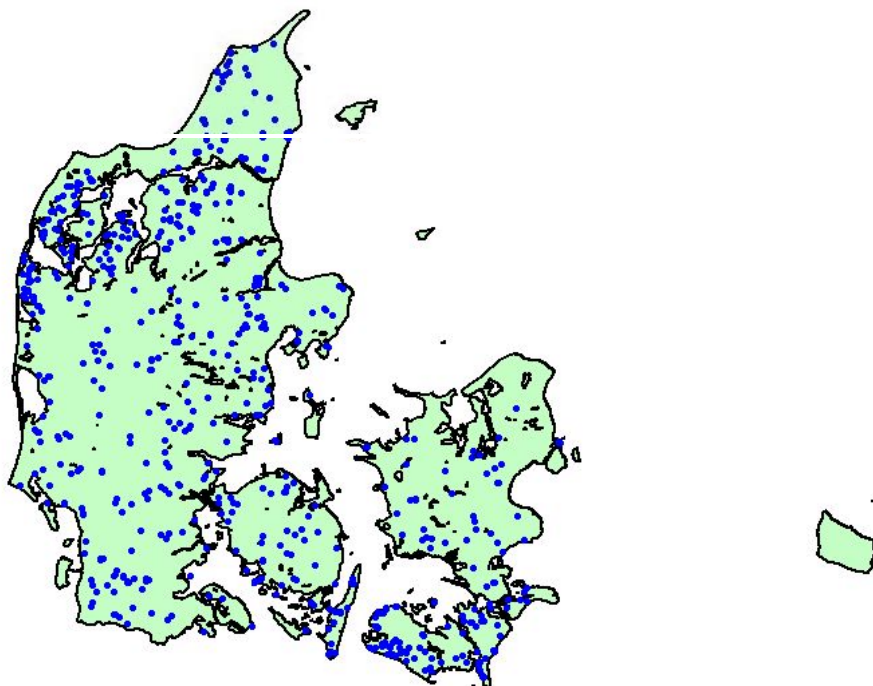
Hovedformålet med dette projekt er :

At undersøge udviklingen i investerings- samt drifts- og vedligeholdelsesomkostninger igennem vindmøllers livsforløb ud fra historiske data, for herefter at forbedre beslutningsgrundlaget for eventuel støtte til møllerne, nu og fremover. Dette implicerer følgende elementer:

- Etablering af tidsserier for D&V-omkostninger for en række danske møller.
- At analysere omfanget af konstaterede D&V-omkostninger for ældre møller og overveje hvorvidt erfaringer kan overføres på nye større møller.
- At fortage en gearanalyse der fastslår type og omfang af gearreparationer mht. omkostninger.
- At belyse den tekniske og økonomiske levetid for vindmøller.
- At analysere danske vindmøller, der er taget ud af produktion, med henblik på at klarlægge årsag, videreforløb for vindmøller og pladser og dermed en effektmåling af den lovgivning, der sigter imod udskiftningen af ældre møller til fordel for nyere og større.

2 Datagrundlag

Den geografiske placering af de vindmøller der indgår i undersøgelsen er vist på Figur 1. Det ses, at undersøgelsen geografisk set dækker stort set hele Danmark, Bornholm dog undtaget.



Figur 1 De i undersøgelsen implicerede vindmøllers geografiske placering.

2.1 Dataindsamlingen i dag

Indtil nu har der ikke i Danmark været et obligatorisk system, der har pålagt møllejerne at indrapportere investerings og D&V-omkostninger til Energistyrelsen. I forbindelse med etableringen af det ”grønne energimarked”, vil det i fremtiden blive pålagt ejere og tilsynsførende af elektricitetsproducerende anlæg en række obligatoriske tiltag. Dette medfører bl.a., at vindmølleejere via elskaber i fremtiden har pligt til at indberette produktionsdata til Energistyrelsen. Ydermere er det planlagt at udvælge en referencegruppe af vindmølleejere, der løbende indrapporterer drift- og vedligeholdelsesdata, således at der opnås et kontinuerligt og mere stabilt datagrundlag, der skal sikre fremtidige undersøgelser.

2.2 EMD’s database

Oplysningerne i EMD’s database er baseret på en dataindsamling, der er foretaget i DV’s regi igennem ca. 20 år. Rapporteringerne er sket igennem DV’s medlemsblad Naturlig Energi. Herigennem har en større gruppe mølleejere meddelt etableringsomkostninger, driftsøkonomi, driftsfejl og energiproduktion.

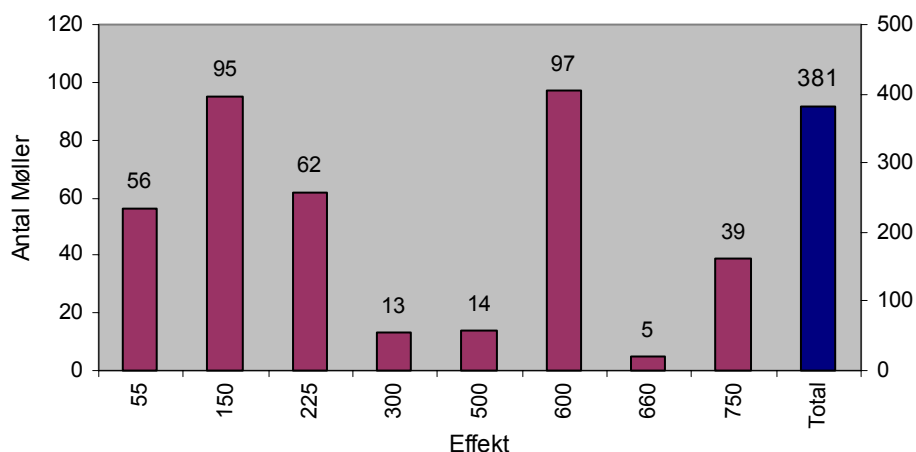
2.3 Spørgeskemaundersøgelse

Spørgeskemaundersøgelsen i dette projekt er udviklet i samarbejde med Vindmølleindustrien, DV og Elværkerne. Den indeholder spørgsmål der kan identificere vindmøllers specifikationer, geografisk placering, investeringsomkostninger, D&V-omkostninger samt type og pris på større reparationer. Med fabrikanternes hjælp blev de udsendt til 2000 vindmølleejere, der falder inden for de valgte effektklasser: 55 kW, 150 kW, 225 kW, 300 kW, 500 kW, 600 kW, 660 kW samt 750 kW. Omkring 400 spørgeskemaer kom retur. De indsamlede data blev indlagt i en fælles database med data fra EMD's database.

Oplysninger til DV's og Risøs spørgeskemaundersøgelser rapporteres frivilligt af møllejerne, hvilket giver et usikkerhedsmoment i forhold til kontinuiteten og repræsentativiteten i de indsamlede data. Det kan ikke på forhånd afgøres, om det er møllejere med succeshistorier, der rapporterer, eller det er de skuffende erfaringer. Det antages her, at de rapporterede data er repræsentative for den samlede population. Der er ikke lavet en samlet undersøgelse af, hvorvidt de rapporterede data er repræsentative. På den anden side er der ikke forhold, der har givet anledning til at formode, at den rapporterede population ikke er repræsentativ for den samlede population.

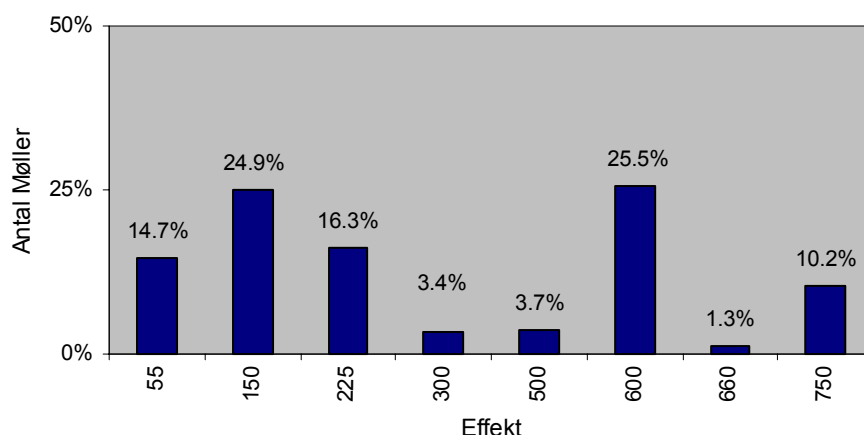
2.4 Datagrundlag for spørgeskemaundersøgelsen

Figur 2 giver en præsentation af datagrundlaget for spørgeskemaundersøgelsen. Af de 381 svar, der kom retur, var der 7 der af forskellige årsager (kvalitet af data) ikke kunne medtages i undersøgelsen. 374 gyldige tilbagemeldinger svarer til en svarandel på omkring 19% af den samlede population af møller inden for de undersøgte effektklasser målt i forhold til antal udsendte skemaer. Udgangspunktet for undersøgelsen var som minimum at opnå besvarelsesprocent på omkring 20% af de udsendte skemaer, og det er opnået.



Figur 2 Antal tilbagemeldinger fordelt på effektklasser.

Figur 3 viser fordelingen af besvarelserne afhængig af effektklasser. Det ses at 150 kW vindmøllerne og 600 kW vindmøllerne tilsammen dækker godt halvdelen af samtlige tilbagemeldinger. 300 kW-, 500 kW- og 660 kW-klasserne er hver især repræsenteret med mindre end 4%. Resten fordeler sig mellem 10 og 17% af svarene.

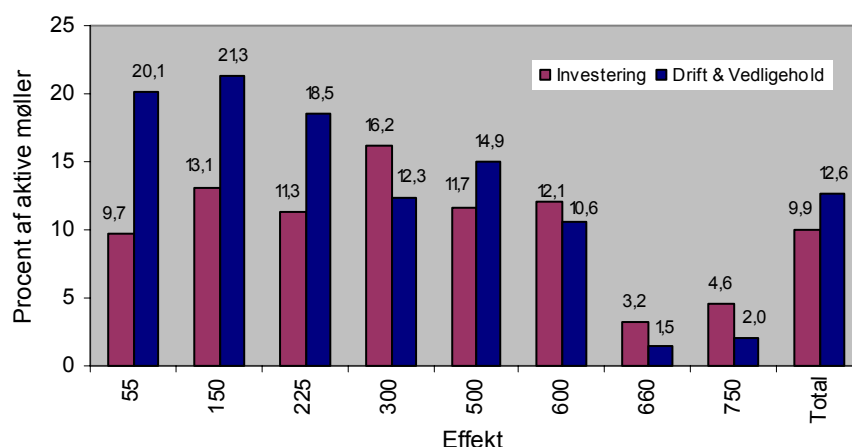


Figur 3 Fordelingen af tilbagemeldingerne på effektklasserne.

2.5 Datarepræsentation

Figur 4 viser andelen af møller, der er indeholdt i undersøgelsen, i forhold til det samlede antal møller i Danmark for de undersøgte effektklasser.

Det ses, at de to største effektklasser mht. effektstørrelser (660 kW og 750 kW) er svagt repræsenteret med under 5% for begge grupper. Mht. repræsentationen i drifts- og vedligeholdsanalysen ses en generel faldende tendens med den voksende effektstørrelse. I forhold til investeringsanalysen ses et mere stabilt forløb. Den samlede repræsentation for undersøgelsen er på 9,9% og 12,6% for hhv. investeringsanalysen og for drifts- og vedligehold analysen.



Figur 4 Andelen af møller i undersøgelsen for hhv. investerings og drift & vedligehold i forhold til opstillede, aktive danske vindmøller.

2.6 Datahåndtering

Datagrundlaget består af data indsamlet i spørgeskemaundersøgelsen suppleret med data fra EMD-databasen. Der er foretaget en kvalitetskontrol af data, således at større fejl og afvigelser er identificeret og undersøgt. Dette er ikke yderligere beskrevet i rapporten.

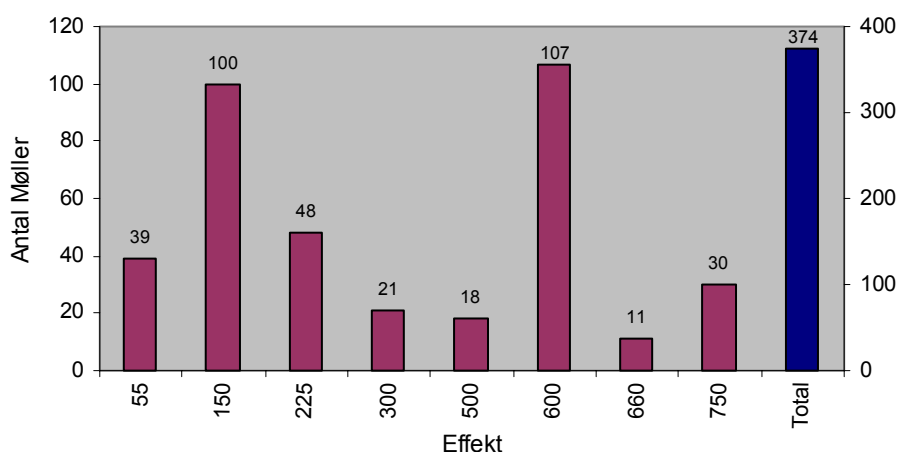
I visse tilfælde kan der være overlap mellem D&V oplysninger og investeringsoplysninger. Dette er der korrigeret for, ved at overføre data fra investeringsdelen til drifts- & vedligeholdelsesdelen. Således figurerer disse kun en gang, hvorved der undgås forvirring og fejl, som følge af dobbelte inddateringer.

Eksempel. Hvis der er anført en forsikringsaftale på 100.000 kr. løbende over 5 år, er der overført 20.000 pr. år i de første 5 år. Herefter er dataene deflateret for det respektive år, ud fra 1999 BFI-prisindex.

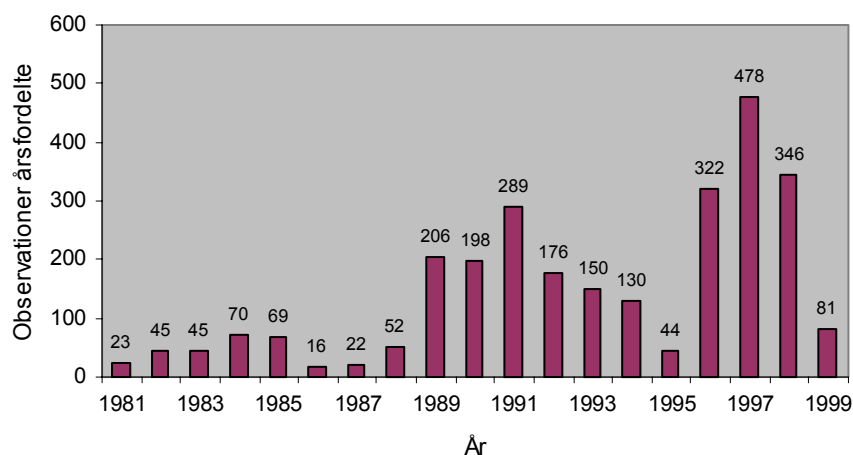
For at opnå et sammenligneligt datagrundlag er alle data deflateret med et BFI-prisindex med udgangspunkt i 1999-priser.

2.7 Spørgeskemadatagrundlag for investeringsanalysen

Figur 5 og Figur 6 viser det kvalitetssikrede datagrundlag bestående af 2762 observationer fordelt på 374 møller, opdelt henholdsvis på møllernes effekt-klasser og deres registreringsår. Det ses, at 150 og 225 kW vindmøllerne er repræsenteret med henholdsvis 100 stk. og 48 stk. hvilket svarer til 13,1% og 11,3% af møllerne i disse størrelser opstillet i Danmark. Således er der et rimeligt stort antal, men størrelsen af andelen af den samlede population giver anledning til at bemærke, at der kan være en usikkerhed i repræsentativiteten. Dette er ikke undersøgt nærmere i denne undersøgelse, idet der ikke er forhold, der gør, at vi stiller spørgsmål ved repræsentativiteten.



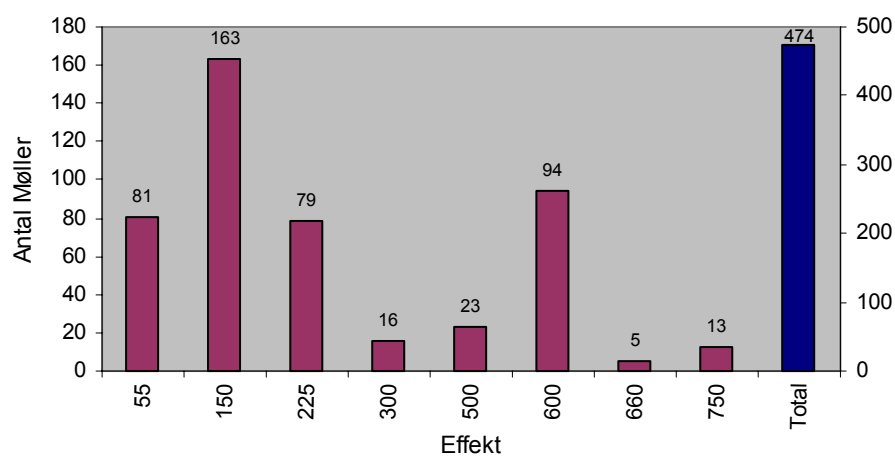
Figur 5 Fordelingen af de 374 møller, der indgår i datagrundlaget bag investeringsanalysen.



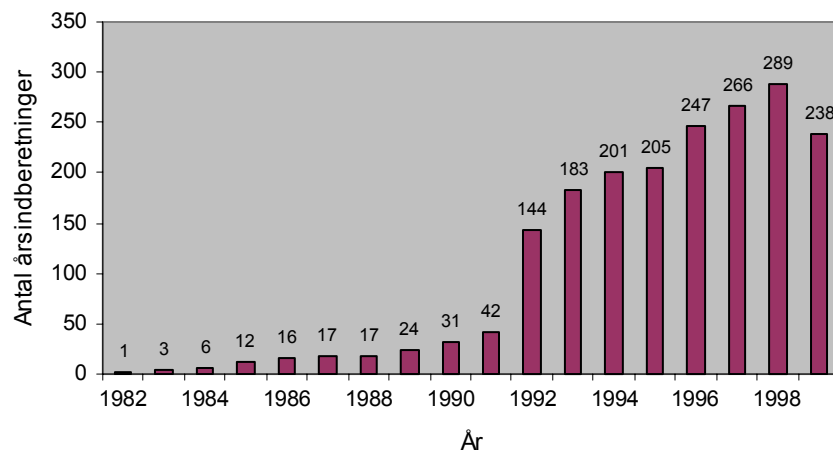
Figur 6 Fordelingen af de 2762 observationer, der indgår i datagrundlaget bag investeringsanalysen.

2.8 Datagrundlag for driftsanalysen

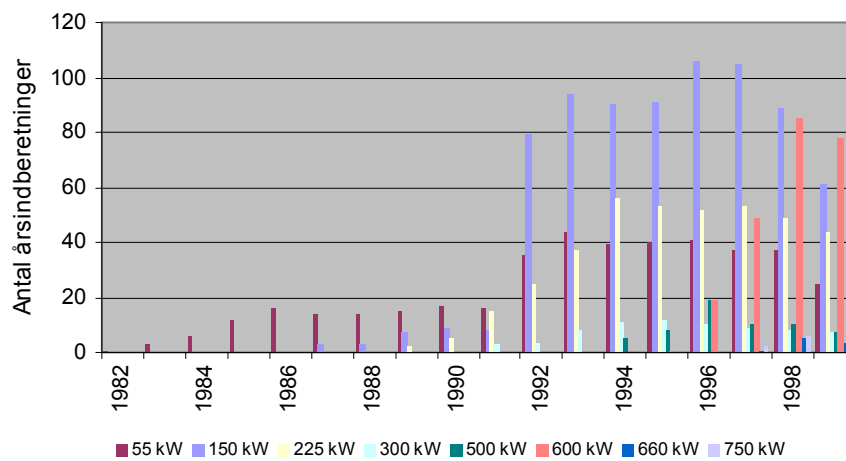
Det validerede datagrundlag for D&V-analysen består af 1942 årsindberetninger fordelt på 474 vindmøller.



Figur 7 Fordelingen af de 474 møller, der indgår i datagrundlaget bag drifts-analysen.



Figur 8 Fordelingen af de 1942 årsindberetninger bag driftsanalysen.



Figur 9 Antal årsindberetninger pr. kalenderår fordelt efter effekt.

3 Investeringsomkostninger

Investeringsomkostninger dækker over de omkostninger, møllejerne har haft i forbindelse med etableringen af vindmølle anlæg.

3.1 Investeringsposter

I det følgende er angivet en oversigt over investeringsposter, der er indeholdt og analyseret i denne undersøgelse.

Samlede investeringsomkostninger.	Understående poster summeret.
Møllepris.	Prisen for vindmøllen (tårn, nacelle, vinger, styring og rejsning) af fabrikant
Fundament.	Fundament (støbning + monteringsbolte)
El-Installation.	Installation af mølles interne elnet
Nettilslutning.	Tilslutning til elnettet
Fjernovervågning.	Prisen på hardware, software samt installering.
Financiering.	Omkostninger ved låneoptagning (stempel, byggelånsrenter)
Rådgivning og Projektering.	Omkostning ved konsulent- og advokatbistand
Vejetablering.	Etablering af fast vej (giver adgang til kran, betonkanon mm.)
Andre investeringsomkostninger.	-
Anlægstilskud.	Statsligt anlægstilskud indtil 1991

Yderligere definition af de enkelte investeringsomkostninger er beskrevet under de respektive poster.

3.1.1 Skalaeffekt

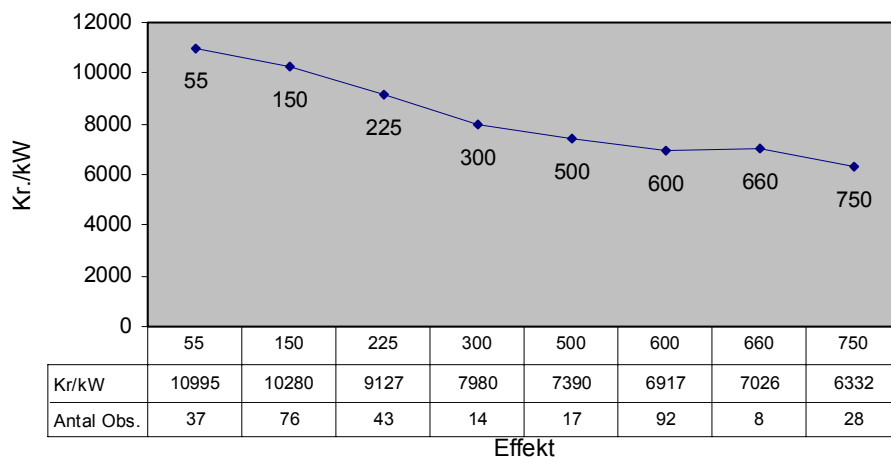
Skalaeffekten er de fordele, der opnås ved at øge eller mindske en mølles dimensioner og effekt. Dette kan belyses ved at relatere prisen til den installerede effekt.

1. En mølles dimensioner og effekt øges uden at arbejdsomfang og/eller materialeudgifterne øges tilsvarende.
2. Ved en skalaeffekt bibeholdes de grundlæggende koncepter, mens de over tiden, gradvist innoveres. Arbejdsgange effektiviseres og produktionsteknikker raffineres.

3.1.2 Samlede investeringomkostninger

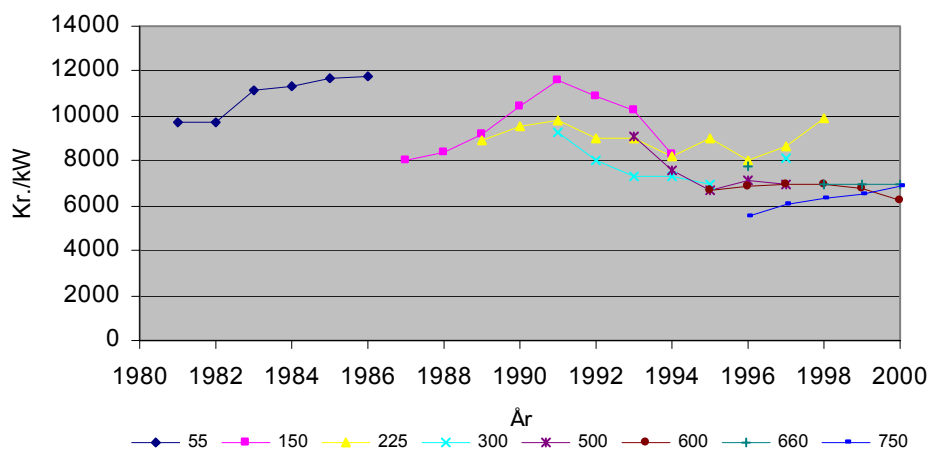
Figur 10 viser prisudviklingen for de samlede investeringsomkostninger pr.kW, som funktion af den installerede effekt.

Prisen pr. kW er jævnt faldende fra knapt 11000 kr/kW for 55 kW vindmøllerne til godt 6300 kr/kW for 750-kW vindmøllerne.



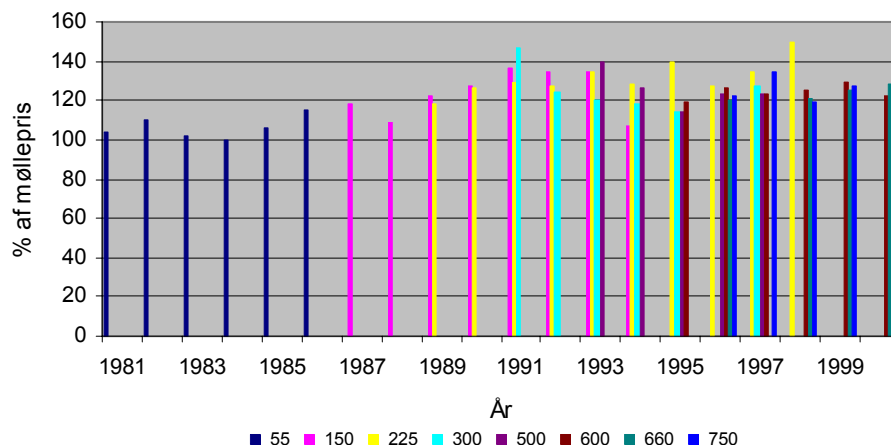
Figur 10 Samlede investeringsomkostningers prisudvikling pr.kW som funktion af den installerede effekt.

Figur 11 viser de samlede investeringsomkostninger som funktion af tid (opstillingsår) og installeret effekt. Figur 11 er en tidsmæssig udfoldning af Figur 10, gennemsnittets omkostningerne pr. år pr. kW. Det ses at effektklassernes individuelle omkostningsniveau ikke er stabile over tid.



Figur 11 Samlede omkostninger som funktion af tid og installeret effekt.

På Figur 12 ses de samlede omkostninger, vist i procent i forhold til mølleprisen af fabrik. Der er en svag stigende tendens af de øvrige investeringsomkostninger, dvs. udgifter til fundament, eltilslutning etc.



Figur 12 De samlede omkostningers andel i procent i forhold til mølleprisen.

Opsummerende kan følgende fremføres

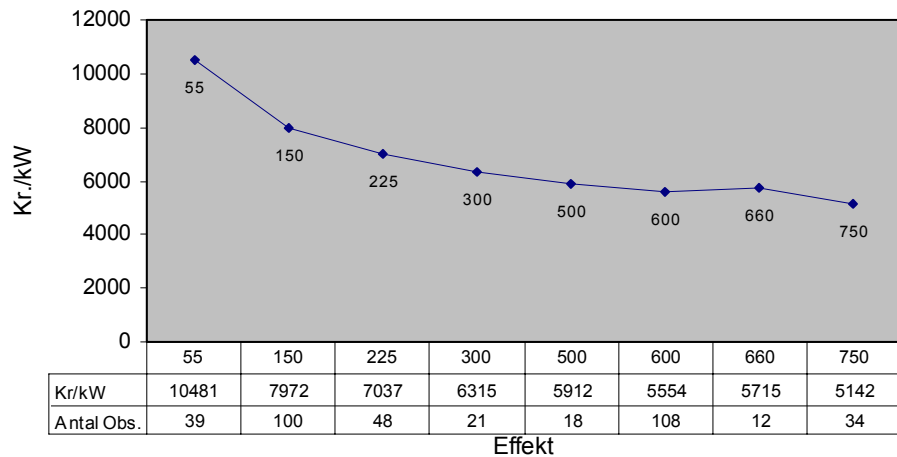
- Figur 10 viser, at de samlede investeringer pr. kW over 20 år, aftager jævnt med møllestørrelsen fra ca. 11000 kr/kW for 55 kW møller til ca. 6000 kr/kW for 750 kW møller.
- Figur 11 viser, at der fra 1991 til 1995 er et generelt fald, hvorefter der ses en stabilisering.
- Øvrige omkostninger ud over selve mølleprisen har i de senere år stabiliseret sig på ca. 20 % af de samlede omkostninger.

3.1.3 Møllepris

Figur 13 viser udviklingen af møllepris i forhold til den installerede effekt.

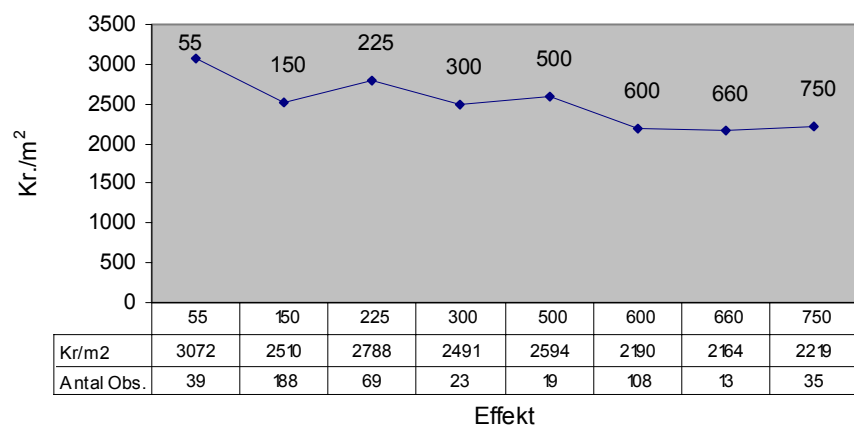
Mølleprisen dækker over vindmøllen, som den bliver leveret fra fabrikanten inkl. opstilling og garanti. Det vil sige, at etableringsudgifter som fundament, vejetaabling, nettilslutning, projektering/rådgivning og el-installation ikke er indeholdt i denne pris. Tårn, vinger, gear, generator og styring er inkluderet i mølleprisen.

Som ved de samlede investeringsomkostninger ses et tydeligt fald i prisen pr. kilowatt installeret effekt, hvilket er forventeligt, eftersom mølleprisen udgør 65-95% af de samlede etableringsudgifter. Det ses også at kurvens hældning er faldende med den øgede installerede effekt. Det betyder, at skalaeffekten er aftagende. Det hænger måske sammen med at udviklingen begrænses af det teknologispor, der følges af industrien. Dvs. at et indkørt koncept kun raffineres og forbedres inden for teknologisporets rammer. Hvis en skalaeffekt skal øges, kræves formodentlig mere radikale innovationer, evt. med ændringer i grundlæggende koncept.



Figur 13 Mølleprisens udvikling i forhold til den installerede effekt.

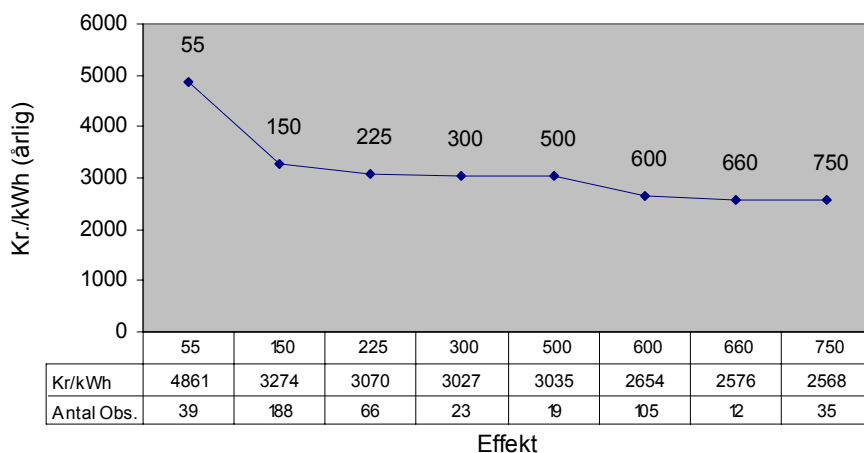
I Figur 14 er foretaget en analyse af prisudviklingen pr m² bestrøget rotorareal. Det ses i Figur 14, at prisudviklingen af mølleprisen i forhold til rotorarealet, er mere svingende og fladere i sin hældning end prissammenligningen i forhold til prisen pr kW.



Figur 14 Prisudviklingen for mølleprisen i forhold til rotorarealet

En analyse af prisudviklingen pr. produceret kWh (beregnet årsproduktion)¹ er vist i Figur 15. Som i Figur 14 ses en udvikling med lavere hældningskoefficient end ved forholdet møllepris/installeret effekt (Figur 13).

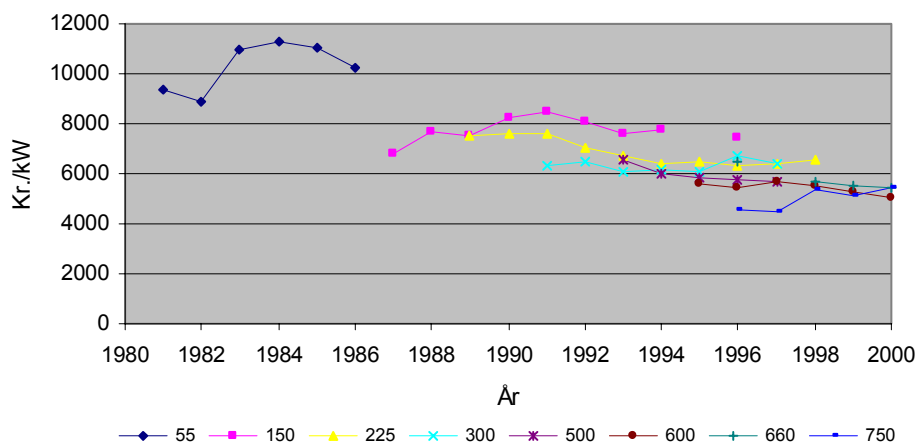
¹ Den beregnede årsproduktion er en beregning af årsproduktion for en specifik mølle ved det specifikke opstillingssted, ved et middelvindår. I forbindelse med beregningen fastslås den præcise ruhedsklasse ud fra det omkringværende landskabs udformning. Disse årsprognoser er præcise.



Figur 15 Prisudviklingen for mølleprisen i forhold til den beregnede årlige produktion

Figur 16 viser udviklingen i investeringsomkostningerne for mølleprisen som funktion af tid og installeret effekt.

Den følger omtrent den tilsvarende Figur 11 for de samlede omkostninger (kap. 3.1.2.) Denne figur viser bedst den egentlige udvikling i vindmøllers økonomi, idet figuren viser investering pr. ydelse på en referenceplacering.



Figur 16 Mølleprisen som funktion af tid og installeret effekt.

Opsummerende kan fremføres:

- Figur 13 viser, at mølleprisen per kW aftager jævnt med møllestørrelsen fra ca. 11000 kr/kW for 55 kW møller til ca. 5000 kr/kW for 750 kW møller.
- Figur 15 viser, at prisen pr. ydelse for vindmøller er faldet med størrelsen af møller.
- Figur 16 viser, at de størrelsesspecifikke investeringer for den enkelte møllestørrelse er relativt konstant, bortset fra 225 kW møllernes priser, der reducerer overtiden.
- Altså må det konkluderes, at reduktionen i mølleprisen per kW i det væsentligste må tilskrives den teknologiske udvikling.

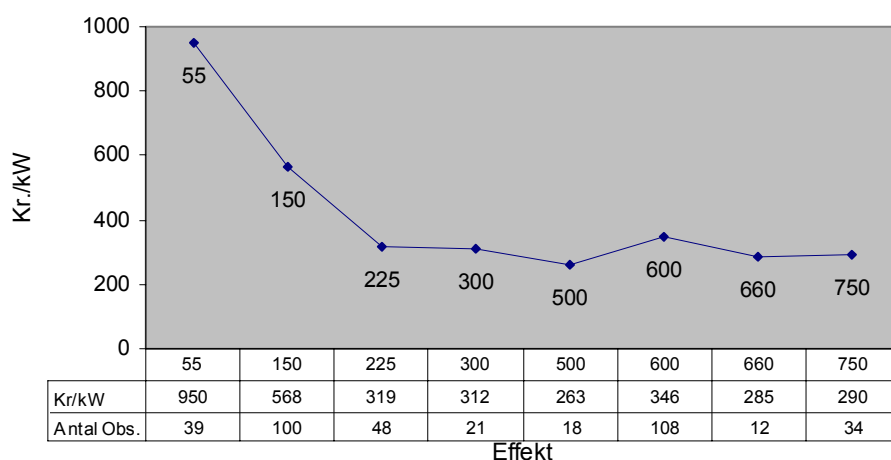
En af de forklaringer der påvirker mølleprisen for 55 kW vindmøllerne fra 1982 til 1984 er, at rotordiameteren generelt øges i denne periode. Et af forholdene,

der påvirker 150 kW vindmøllernes stigning fra 1987-91 kan findes i en øgning af rotordiameteren.

3.1.4 Fundament

Figur 17 viser prisudviklingen (kr/kW) for fundamentet i forhold til den installerede effekt.

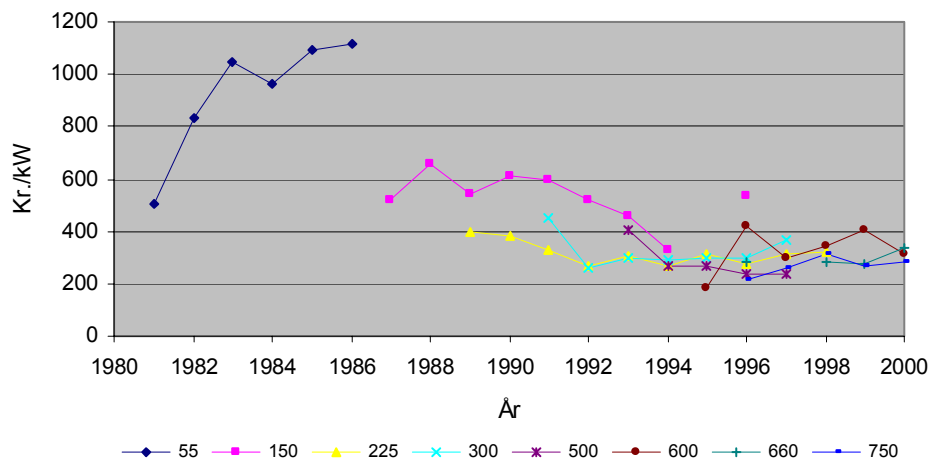
Prisen for fundamentet falder fra 950 kr/kW for 55 kW vindmøllerne til omkring 300 kr/kW fra 225 kW vindmøllerne og opefter. Grunden til at prisen er stabiliseret, kan forklares med, at fundamentkonceptet er færdigudviklet efter 150 kW vindmøllerne. En anden forstærkende faktor er, at prisen for beton generelt var dyrere i starten af 1980'erne, med store lokale prisudsving. Grunden til at der ikke kan findes en skalaeffekt for fundamentet er, at fundamentets størrelse vokser proportionalt med størrelsen af møllen i omfang og pris.



Figur 17 Fundamentets prisudvikling i forhold til den installerede effekt.

Figur 18 viser investeringsomkostninger af fundamentet som funktion af tid og installeret effekt.

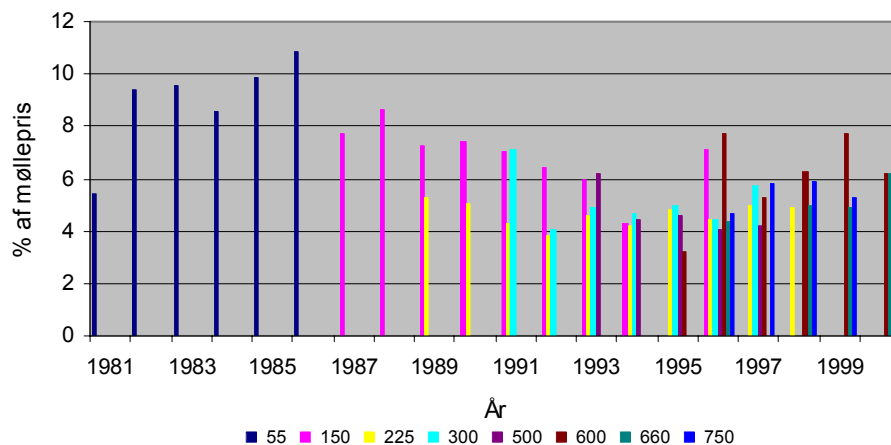
Der ses en fordobling af fundamentprisen for 55 kW vindmøllerne, fra ca. 500 kr/kW til godt 1100 kr/kW. Generelt falder prisen for fundamentet ved mellemstørrelserne over tiden, mens der er en spredning over tid for de store effektklasser.



Figur 18 Fundamentet som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 19 viser fundamentets prisandel af mølleprisen i procent.

Der ses et fald fra 10% til 5-6%, hvor der tilsyneladende er nået et konstant niveau.



Figur 19 Fundamentets andel i procent i forhold til mølleprisen.

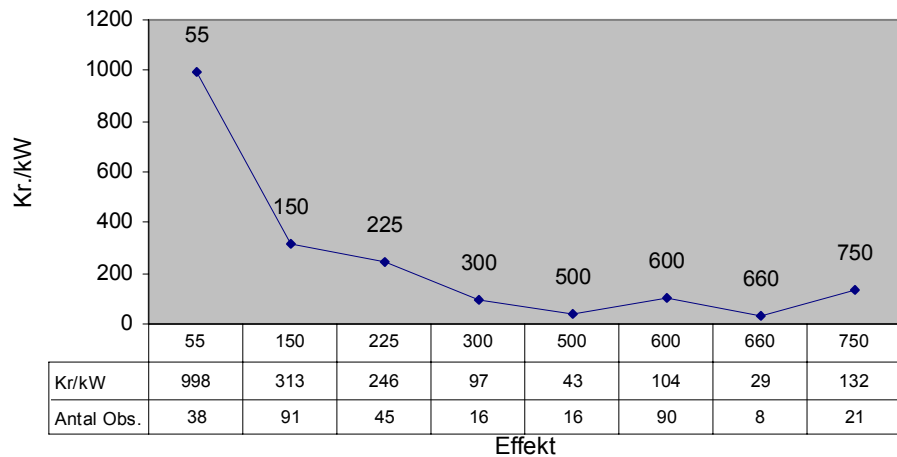
Opsummerende kan konstateres følgende:

- Figur 17: Udgiften per kW til fundament var ret stor for de første møllestørrelser, men allerede med 225 kW møllerne var udgifterne reduceret til et niveau pr. kW, som stort set har holdt sig til i dag.
- Figur 18: Kun for 150 kW møller synes der at være en reduktion med tiden af udgifterne til fundament.
- Figur 19: Totalt set udgør udgiften til fundament ca. 5 % af mølleprisen.

3.1.5 El-installation

Figur 20 viser prisudviklingen for el-installation, som en funktion af den installerede effekt.

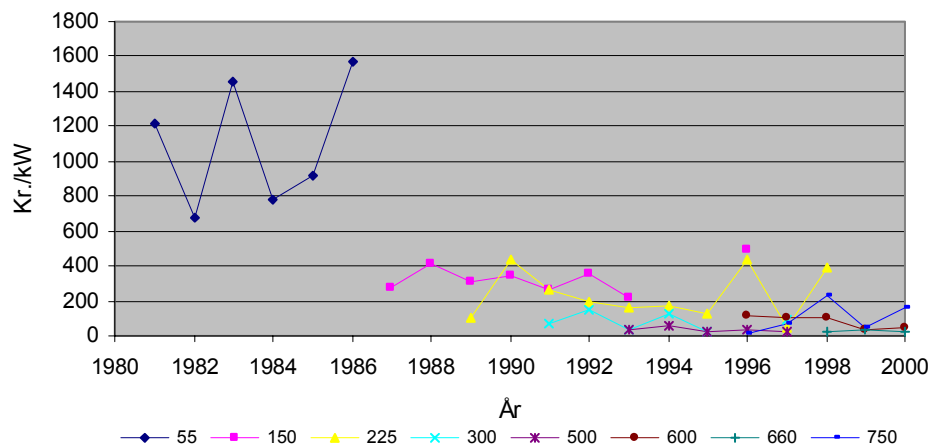
El-installation dækker over tilslutningen fra mølle til tilslutningspunkt. Med styringen som hjernen i møllen forbinder ledningsnettet sensorer, følere til diverse møllekomponenter og sikkerhedssystemer. Denne post har som fundamentet ligeledes stabiliseret sig ved 50-100 kr/kW.



Figur 20 El-installationens prisudvikling i forhold til den installerede effekt.

Nedenstående Figur 21 viser el-installationens udvikling som en funktion af tid og installeret effekt.

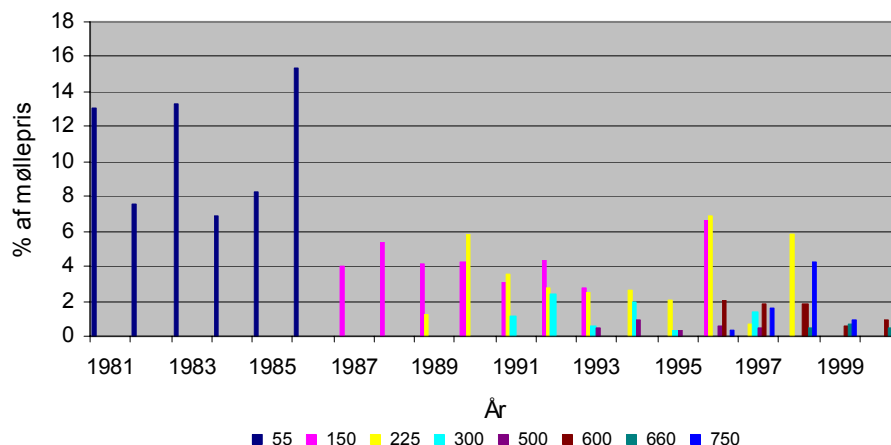
55 kW vindmøllerne svinger markant imellem 600 og 1600 kr/kW. En sandsynlig forklaring er, at der er for få data som grundlag. 150 kW vindmøllerne svinger mellem 200 og 400 kr/kW, 225 kW møllerne mellem 50 og 400 kr/kW. De større klasser holder sig, med en enkelt undtagelse, under 200 kr/kW.



Figur 21 El-installationen som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 22 viser el-installationens andel af mølleprisen i procent.

Der har været et gradvist fald fra op imod 15 % af mølleprisen for 55 kW vindmøllerne, til 2-4 % for de større effektklasser. Det fremtidige niveau skønnes til 2-3 % af mølleprisen.



Figur 22 El-installationens andel i procent i forhold til mølleprisen.

Samlet set kan følgende konstateres:

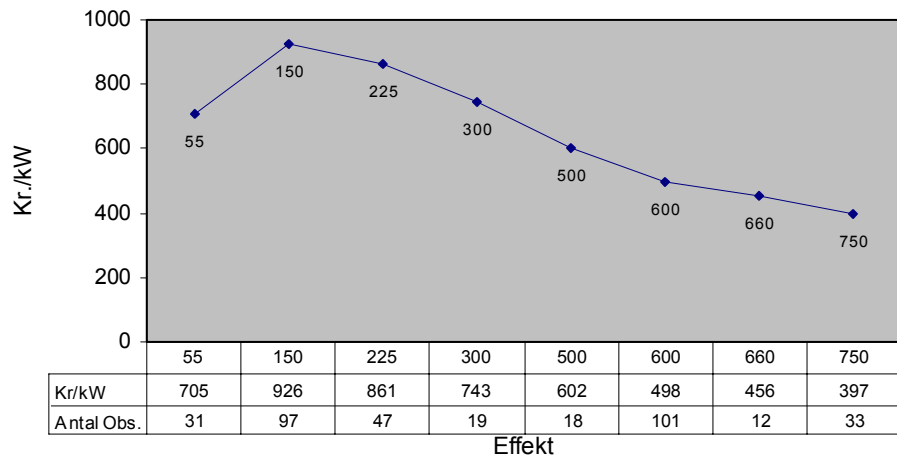
- Figur 20 og Figur 21: Udgiften per kW til el-installation var ret stor for 55 kW møllerne, men allerede med 150 kW møllerne var udgifterne reduceret meget. Med de seneste møllestørrelser er værdien kommet under 200 kr/kW. Der ses en reduktion i den relative omkostning ved større møller.
- Figur 22: For nyere møller udgør udgiften til el-installation under 2 % af mølleprisen, dog med undtagelse af 750 kW møllerne med 3 - 4 %.

3.1.6 Nettilslutning

Figur 23 viser prisudviklingen i kr/kW for nettilslutning som en funktion af den installerede effekt.

Denne etableringsomkostning indeholder nedgravning af kabler samt i nogle tilfælde forstærkning af det eksisterende el-net. Denne udgift er betalt af ejeren, det lokale el-selskab eller som en kombination. I fremtiden er der en klar lovgivning på området: Mølleejeren skal betale for nettilslutningen til det nærmeste knudepunkt på nettet, resten skal betales af det relevante el-selskab.

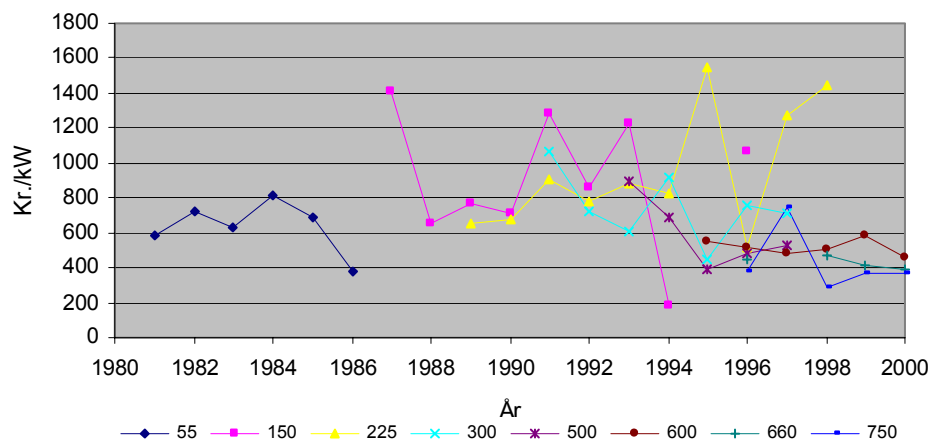
Der ses et jævnt aftagende prisudviklingsforløb fra 150 kW vindmøllernes godt 900 kr/kW til 400 kr/kW for 750 kW vindmøllerne. En mulig forklaring på at 55 kW vindmøllerne ligger lavere end 150-300 kW-klasserne er, at de tidlige møller som hovedregel ikke krævede forstærkning af 20kV-nettet.



Figur 23 Netti Slutningens prisudvikling i forhold til den installerede effekt.

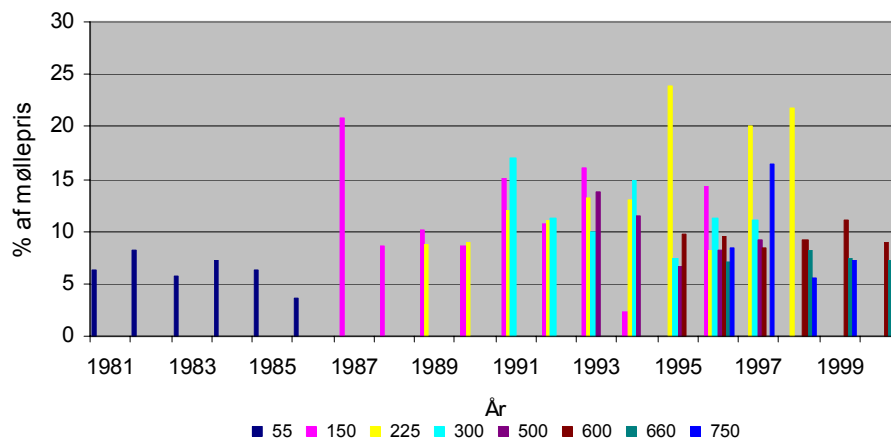
Figur 24 viser prisudviklingen af nettilslutningen i kr/kW som en funktion af tid og installeret effekt.

Det ses, at prisen svinger meget inden for de specifikke effektklasser. Dette kan være et udtryk for, at udgiften kan være afholdt enten af ejerne eller elselskaberne. En væsentlig forklaring er variationen i møllens geografiske placering i forhold til det eksisterende el-net. Omkostningens størrelse vokser med afstanden til det eksisterende el-net. I fremtiden forventes det, at denne omkostning bliver homogeniseret i forbindelse med, at vindmøllerne normalt opstilles i områder der er udlagt til omstilling.



Figur 24 Netti Slutningen som funktion af tid og installeret effekt.

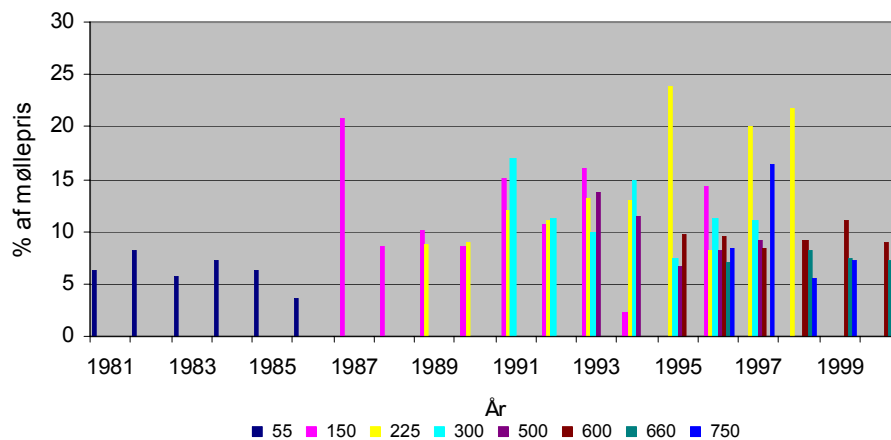
Det ses, at nettilslutningens andel af mølleprisen er stærkt varierende fra 24 % til 2 %. Udgiften synes at have stabiliseret sig omkring 5-10 % af mølleprisen.



Figur 25 Nettilslutningens andel i procent i forhold til mølleprisen.

Samlet set kan det konstateres at:

- Figur 23 viser, at udgiften til nettilslutning pr. kW for mølleprisen aftager jævnt med møllestørrelsen fra ca. 900 kr/kW for 150 kW møller til ca. 400 kr/kW for 750 kW møller.
- Figur 24 viser for den enkelte møllestørrelse en stor variation i udvikling i udgiften til nettilslutning.



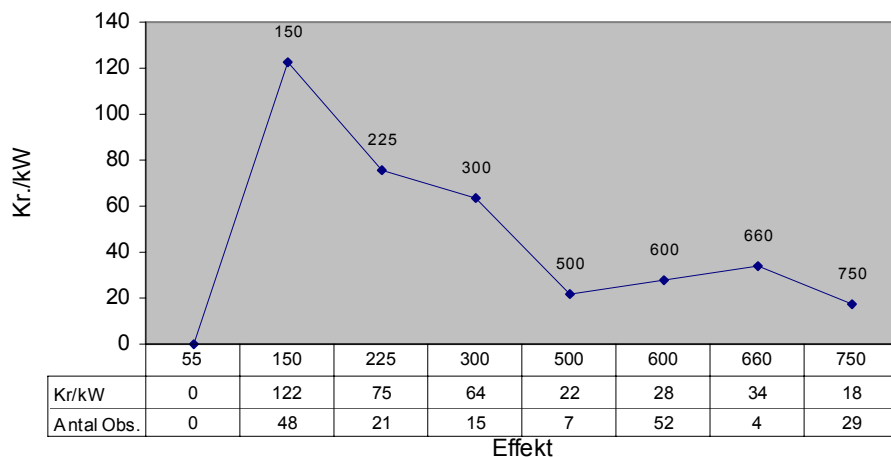
- Figur 25 viser, at udgiften til nettilslutning i de senere år har stabiliseret sig på 5 - 10 % af mølleprisen.

3.1.7 Fjernovervågning

Figur 26 viser prisudviklingen i kr/kW af fjernovervågningen, som en funktion af den installerede effekt.

Fjernovervågning indeholder prisen for hardware og software, der muliggør monitoring af en mølles driftstilstand (produktion, pitchvinkel, omdrejninger af rotor og generator, vindhastighed og retning samt temperaturer i møllens vitale komponenter m.m.).

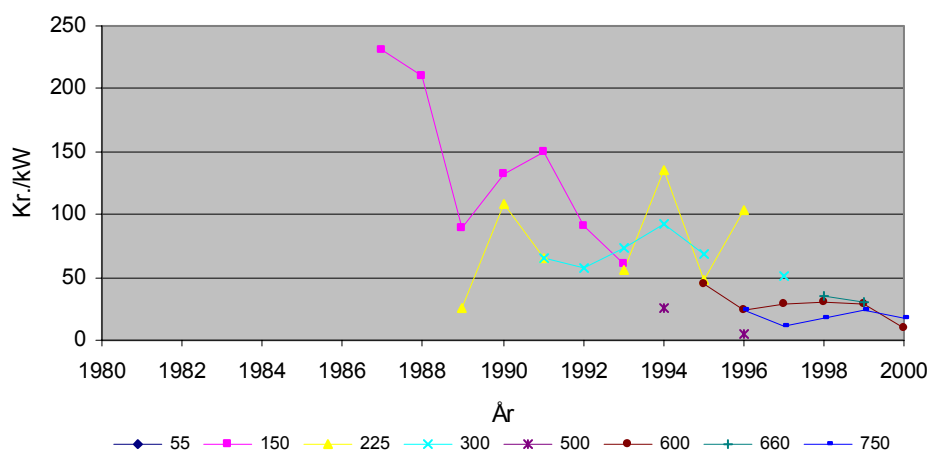
I 55 kW vindmøllerne er der ikke installeret fjernovervågning, hvilket også fremgår af figuren. Der ses et kraftigt fald i udgiften fra 122 kr/kW for 150 kW til 22 kr/kW for 500 kW, hvilket udover skalaeffekten, bl.a. kan tilskrives computerens markante prisfald i forhold til ydelsen. At omkostninger begynder at stige kan hænge sammen med udvikling og indkørslen af mere opfattende overvågningssystemer i vindmøllen.



Figur 26 Fjernovervågningens prisudvikling i forhold til den installerede effekt.

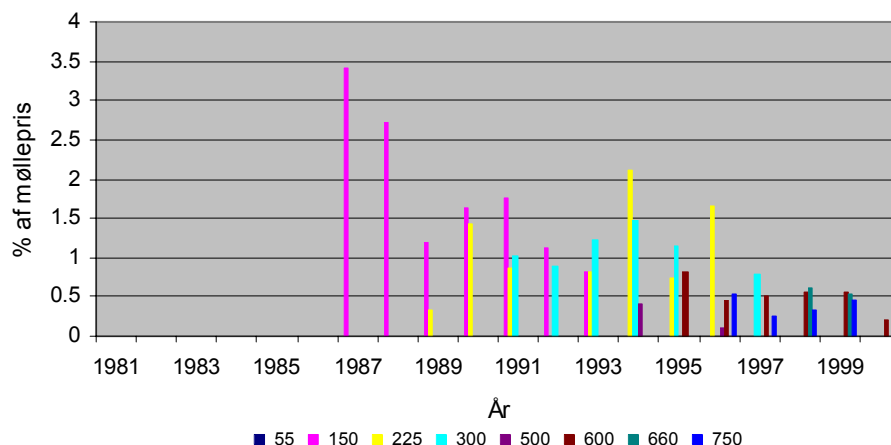
Figur 27 viser prisudviklingen for fjernovervågningen som en funktion af tid og installeret effekt.

Der ses et markant fald for 150 kW vindmøllerne. 225 kW vindmøllerne svinger en del, hvilket måske kan forklares med, at der er ganske få observationer. Det reelle niveau skal findes imellem 50-80 kr/kW.



Figur 27 Fjernovervågning som funktion af tid og installeret effekt.

På Figur 28 ses et fald i prisudvikling på tværs af effektklasserne i forhold til andelen af mølleprisen. Et fald fra ca. 3,5 % for 150 kW vindmøllerne i 1987 til 0,25 % for 600 kW vindmøllerne i 1999.



Figur 28 Fjernovervågningens andel i procent i forhold til mølleprisen.

Samlet kan konkluderes at:

- Figur 26: Fra 150 kW møllerne er udgiften til fjernovervågning gradvist aftaget til ca. 20 kr/kW for 750 kW møllerne. Dog har der været en mindre forøgelse for 600 og 660 kW møllerne.
- Figur 27 og Figur 28 viser, at udgiften til fjernovervågning i de senere år har stabiliseret sig på under 0.5 % af mølleprisen.

Generelt er prisen for fjernovervågningen faldende indenfor den specifikke effektklasse. Denne tendens forventes at fortsætte med faldende hardwarepriser på overvågningssystemer. Udviklingen og indkørsel af nye features til møllen vil måske give midlertidige stigninger.

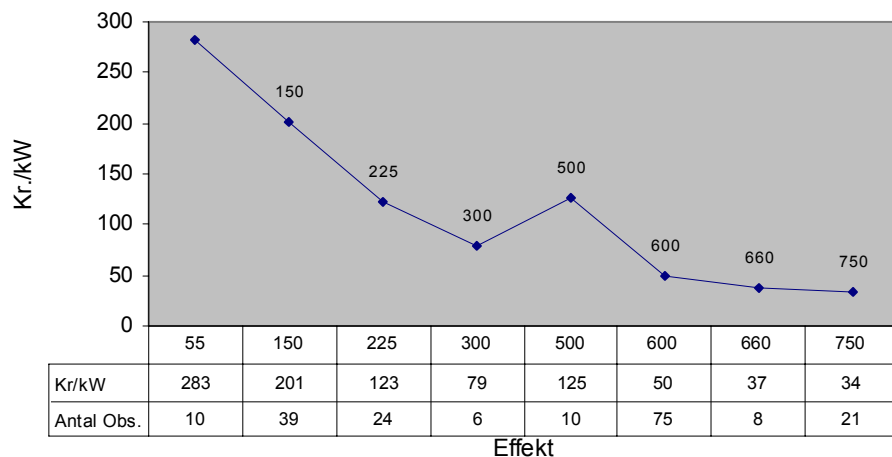
3.1.8 Finansiering

Figur 29 viser prisudviklingen for finansieringen i kr/kW, som funktion af den installerede effekt.

Finansieringen indeholder omkostninger som låneoprettelsesomkostninger, stempelafgift og byggelånsrente.

Der ses et generelt fald i prisudviklingen fra 280 kr/kW for 55 kW vindmøllerne til ca. 35 kr/kW for 750 kW vindmøllerne. Figuren viser, at etableringsomkostningerne falder med størrelsen af vindmøller.

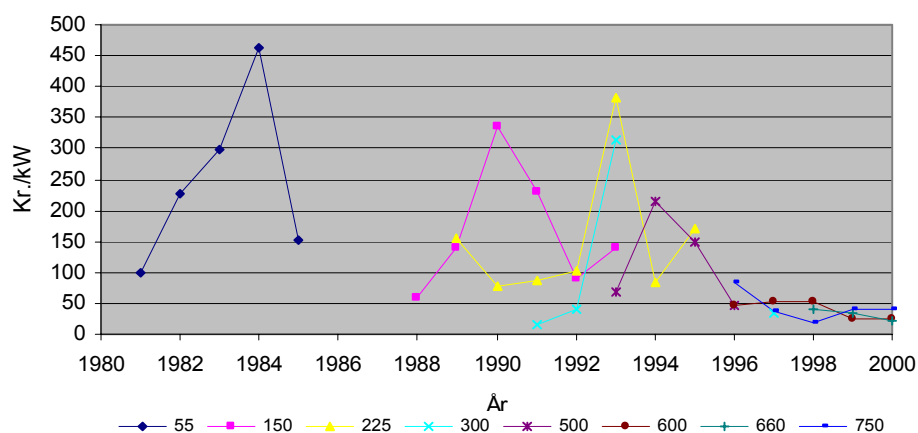
For vurderingen af finansieringsomkostningerne er det vigtigt at tage med i betragtning, at lånerenten har ændret sig betydeligt over tiden. Lånerenten var således meget høj i begyndelsen af 80'erne og markant lavere i dag – ca. 6-8 % p.a. Det er altså ikke kun udviklingen af mere pålidelige møller og evt. kortere lånetider, der har ført til lavere låneomkostninger pr. kW, men også et generelt faldende renteniveau.



Figur 29 Finansieringsomkostninger i forhold til den installerede effekt.

Figur 30 viser finansieringsomkostningerne i kr/kW som en funktion af tid og installeret effekt.

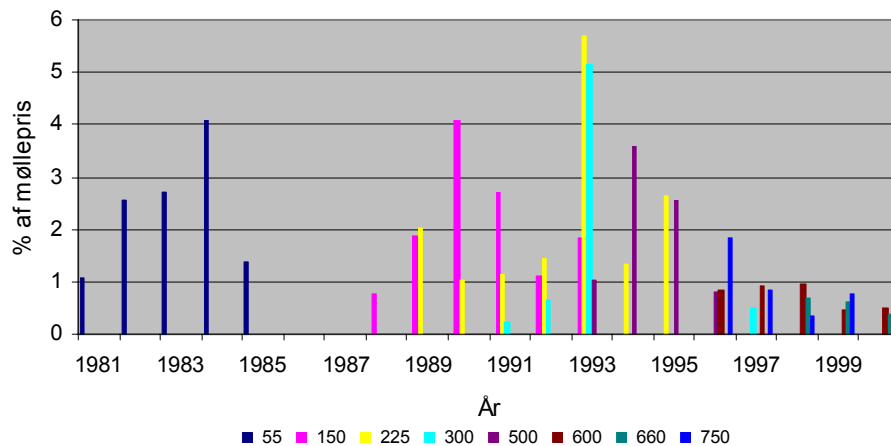
Der ses store udsving inden for de forskellige effektklasser, hvilket skyldes det lille antal observationer. 600 kW vindmøllerne er mere stabile, som følge af et pænt antal observationer.



Figur 30 Finansieringsomkostninger som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 31 viser finansieringsandelen af mølleprisen i procent.

Der ses, at finansieringsandelen af mølleprisen synger fra næsten 6 % til 0.25 %. For nyere møller synes finansieringsomkostningen at have stabiliseret sig mellem 0.5 % - 1 %.



Figur 31 Finansieringens andel i procent i forhold til mølleprisen.

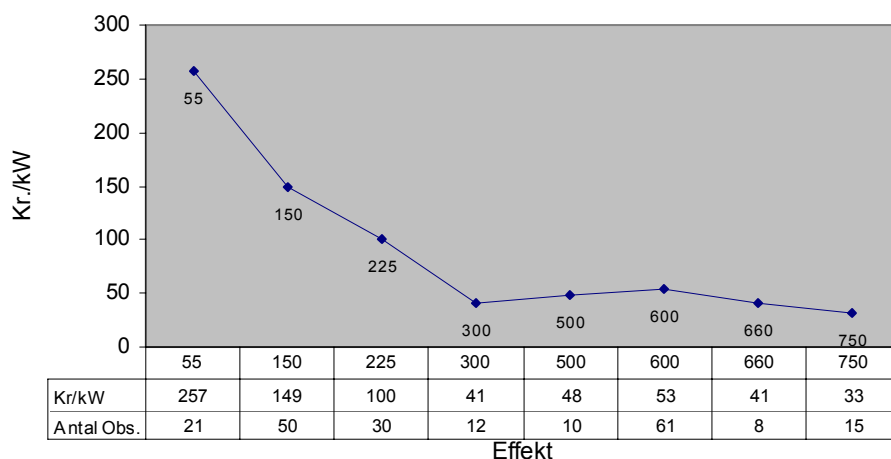
Sammenfattende viser analyserne:

- Figur 29: Der har med udviklingen af en mere moden vindmølleteknologi været en gradvis reduktion af finansieringsudgifterne per kW, dog tilsyneladende med undtagelse af 500 kW møllerne, som per kW har en væsentlig større finansieringsudgift end 300 kW møllerne.
- Figur 30 og figur 31 viser, at udgiften til finansiering i de senere år har stabiliseret sig på 0.5 - 1 % af mølleprisen.
- Ved vurdering af låneomkostningerne er det væsentligt at tage med i betragtning, at renteniveauet generelt har været faldende fra begyndelsen af 80'erne og til i dag.

3.1.9 Rådgivning og Projektering

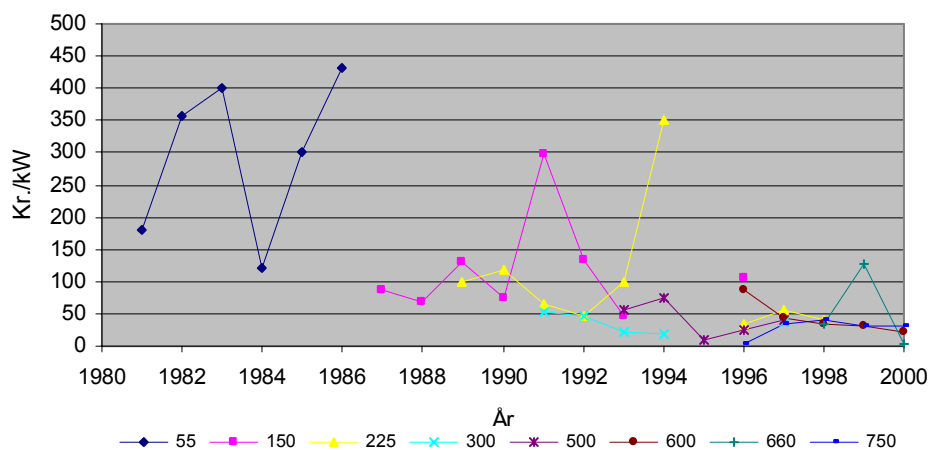
Figur 32 viser prisudviklingen i rådgivnings- og projekteringsomkostningen som funktion af den installerede effekt.

Denne investeringsomkostning indeholder udgiften til konsulentbistand som advokat, jordbundsundersøgelse m.m. Der ses et fald fra ca. 260 kr/kW for 55 kW vindmøllerne til ca. 40 kr/kW for 300 kW vindmøllerne. Herefter er udviklingen stabiliseret omkring 30-50 kr/kW.



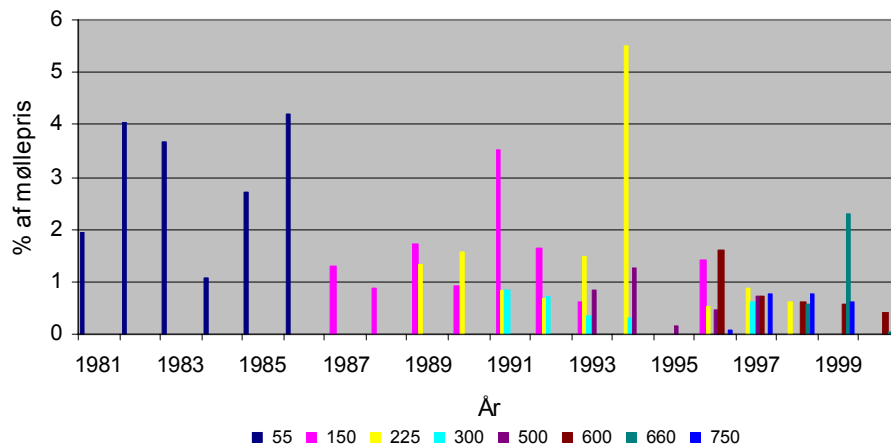
Figur 32 Rådgivnings- og projekteringsomkostninger i forhold til den installerede effekt.

Figur 33 viser udviklingen i omkostningerne for projektering og rådgivning (kr/kW) som funktion af tid og installeret effekt. De svingende forløb skyldes formodentlig for få observationer, der resulterer i den store spredning.



Figur 33 Rådgivning og projektering som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 34 viser rådgivnings- og projekteringsomkostningernes andel af mølleprisen i procent. Omkostningen svinger imellem 1% – 6%.



Figur 34 Omkostninger til Rådgivning- og projektering i procent af mølleprisen.

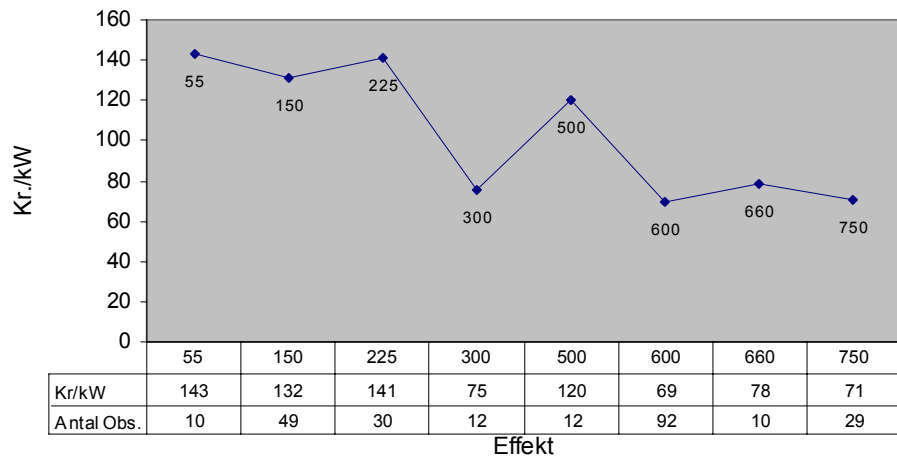
Sammenfattende kan det konkluderes

- Figur 32: Udgiften til rådgivning og projektering er blevet kraftigt reduceret fra ca. 250 kr/kW for 55 kW møller til ca. 40 kr/kW for 300 kW møller. Denne værdi er ikke væsentlig reduceret med de større mølletyper.
- Figur 33 og Figur 34 viser, at udgiften til rådgivning og projektering i de senere år har ligget mellem 0.5 og 1 % af mølleprisen, dog med undtagelse af 660 kW møller i 1999, hvor værdien var godt 2 %.

3.1.10 Vejetablering

Figur 35 viser udviklingen i investeringsomkostningerne til vejetablering, som funktion af den installerede effekt.

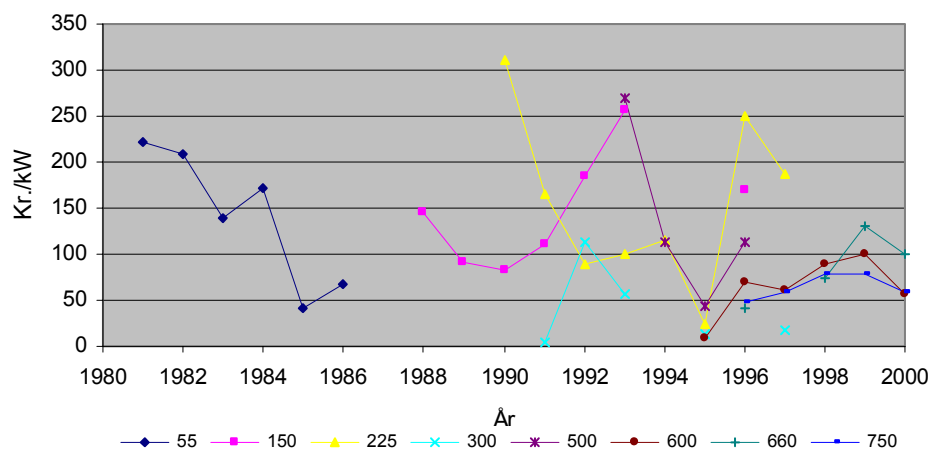
Denne post indeholder prisen for etablering af vej til opstillingsstedet for møllen. Denne investeringsomkostning må forventes at være ret svingende, idet det ikke er størrelses (installeret effekt) afhængigt for, hvor lang vej der skal etableres. At der er skalaeffekten skyldes: Jo større og tungere mølle, der skal opstilles, jo større og tungere kraner skal benyttes og derfor en mere stabil og bredere vej. At der ses et fald i omkostningens skyldes, at de samlede omkostninger ikke stiger proportionalt med den installerede effekt.



Figur 35 Vejetableringens prisudvikling i forhold til den installerede effekt.

Figur 36 viser udviklingen for investeringsomkostningen til vejetablering som en funktion af tid og den installerede effekt.

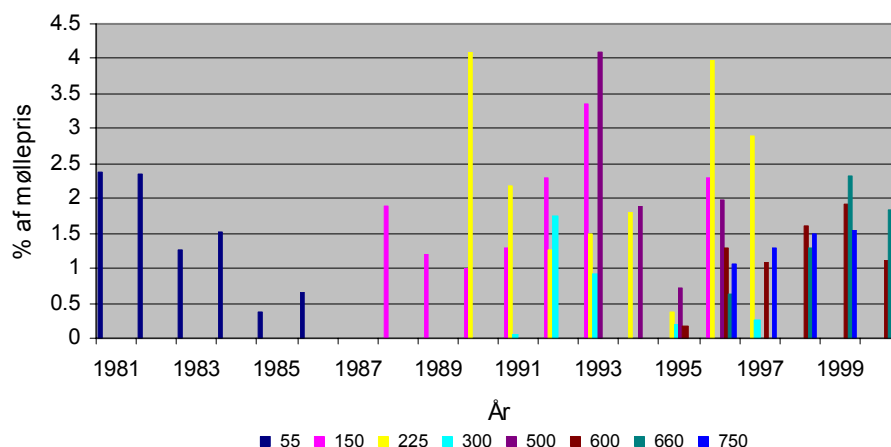
Som forventet ses svingende og tilsyneladende tilfældige kurver.



Figur 36 Vejetablering som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 37 viser vejetableringsomkostningens andel af mølleprisen i procent.

Omkostningen svinger mellem 0,2 og 4 % af mølleprisen. Her er det svært at forudsige den fremtidige udvikling.



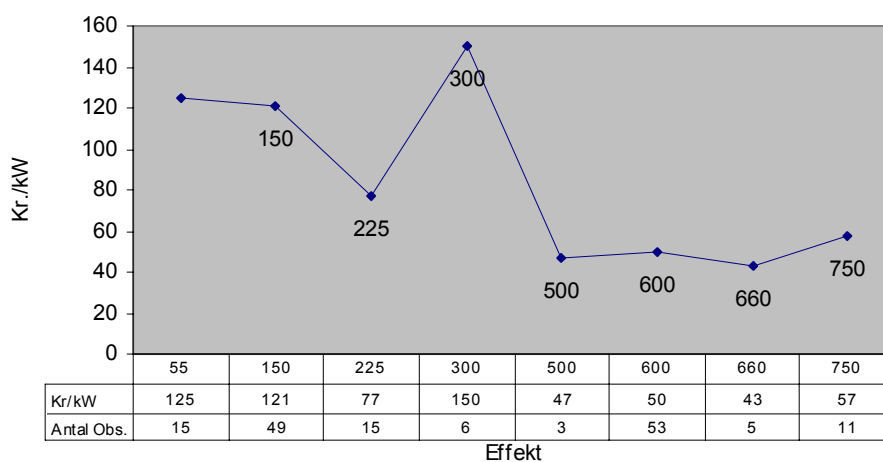
Figur 37 Vejetableringens andel i procent af mølleprisen.

Sammenfattende kan det ud fra Figur 35, Figur 36 og Figur 37 konstateres, at der er en vis reduktion af udgifterne pr kW til vejetablering, når møllestørrelsen forøges. Denne reduktion er langt mindre end for de andre investeringskomponenter. Dette hænger sammen med, at større møller eksempelvis kræver tungere kraner, hvilket medfører en øget anlægsudgift. Udgiften har i de senere år ligget mellem 1 og 2 % af selve mølleprisen, men med en stigende tendens.

3.1.11 Andre investeringsomkostninger

Figur 38 viser andre investeringsomkostninger som funktion af den installerede effekt.

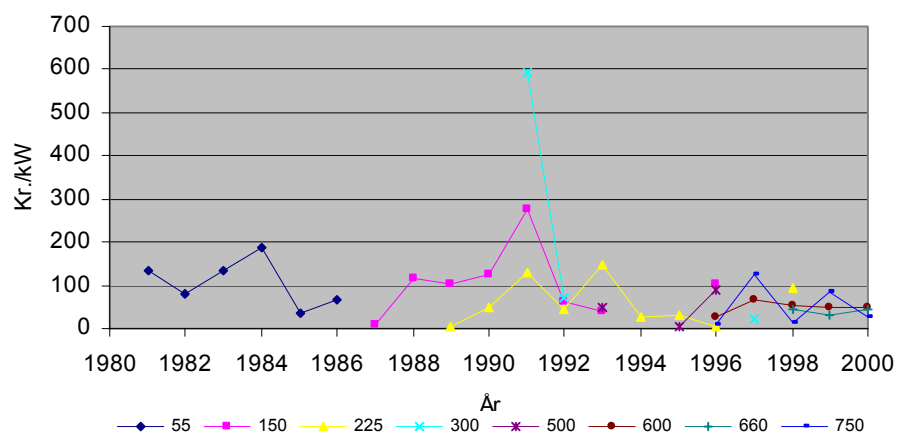
Denne post dækker over investeringsomkostninger, der ikke falder ind under andre kategorier. Det store udsving for 300 kW vindmøllerne skyldes en enkelt meget stor udgift.



Figur 38 Udviklingen i andre investeringsomkostninger i forhold til den installerede effekt.

Figur 39 viser udviklingen for andre investeringsomkostninger som funktion af tid og installeret effekt.

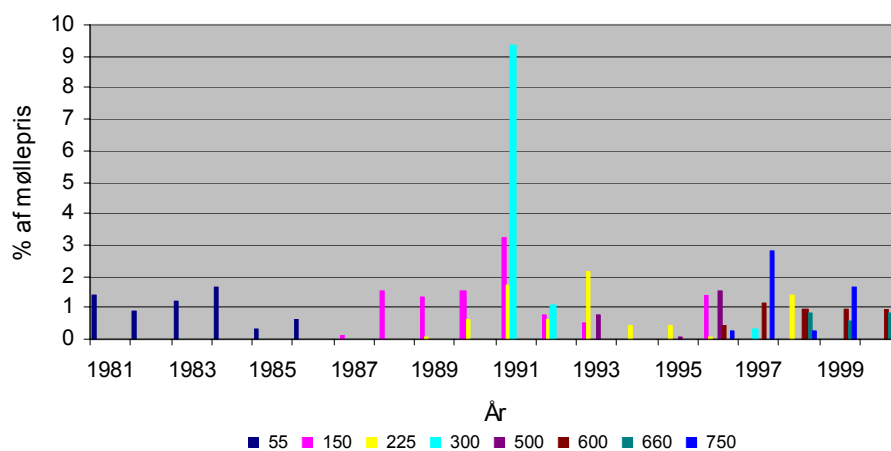
Andre omkostninger dækker over forskellige forhold, og der har været et generelt fald inden for de sidste 6-7 år.



Figur 39 Andre omkostninger som funktion af tid og installeret effekt.

Figur 40 viser udviklingen for andre investeringsomkostninger som andel af mølleprisen i procent.

Igen ses udsving på over 9% for 300 kW vindmøllerne. De øvrige holder sig under 3 % af mølleprisen.



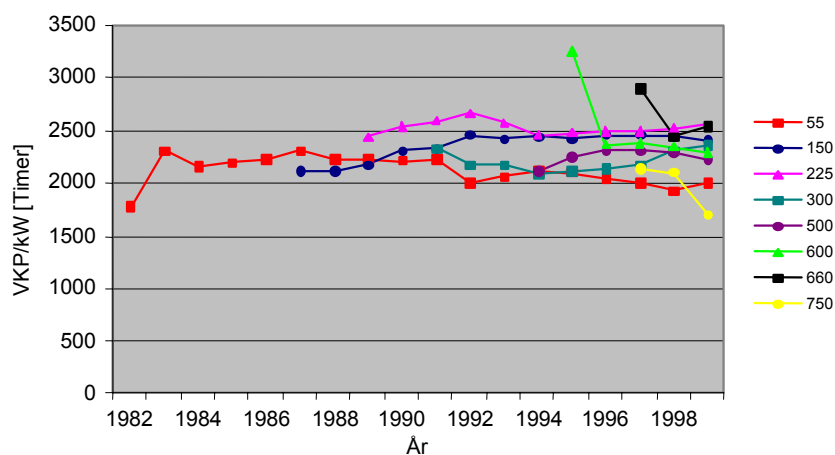
Figur 40 Andre omkostningers andel i procent i forhold til mølleprisen.

Om andre omkostninger kan konkluderes følgende:

- Andre udgifter ligger i dag på mellem 0,5 og 1% af de samlede investeringer
- Der kan ikke ses tendenser i udviklingen af ”andre udgifter”.
- I 1991 er det en enkelt 300 kW mølle, der har haft meget store ”andre investeringsomkostninger” uden at det dog giver anledning til ændring af den generelle konklusion.

4 Benyttelsestid

Benyttelsestiden for en vindmølle er det antal timer pr. år en vindmølle teoretisk ville have produceret, såfremt den alene producerede ved fuldlast. Benyttelsestiden er bl.a. et udtryk for en vindmølles evne til at producere elektricitet set i forhold til dens placering.



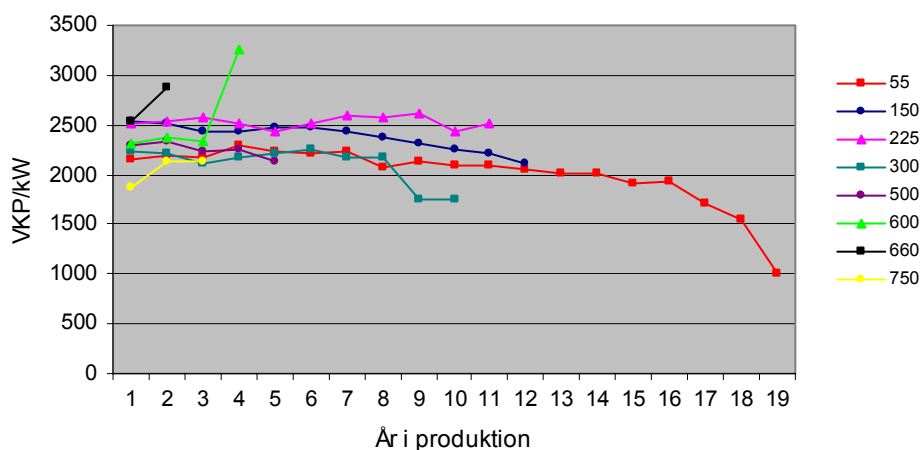
Figur 41 Benyttelsestiden for de udvalgte effektklasser over de løbende år.

kW	År i produktion																	
	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99
55	1	3	6	12	16	14	14	15	17	16	36	44	39	40	41	37	37	25
150						3	3	7	9	8	79	94	90	91	10	10	89	61
225								2	5	15	25	37	56	53	52	53	49	44
300										3	4	8	11	12	10	9	8	7
500													5	8	19	10	10	7
600														1	19	49	85	78
660																1	5	4
750																2	6	11

Tabel 1 Antal observationer for benyttelsestiden over løbende år.

Det er svært umiddelbart at fortolke udviklingen i benyttelsestiden, idet flere forhold påvirker udviklingen. Samme vindmøllestørrelse forekommer i forskellige varianter med forskellige rotordiametre og forskellige tårnhøjder. Dog ses der ikke større variationer i udviklingen, på nær 750 kW vindmøllerne. Her er meget få møller.

Figur 42 Benyttelsestiden udvikles som funktion af vindmøllers alder. En sådan analyse vil kunne afsløre effekten af slidtage.



Figur 42 Benyttelsestiden for de udvalgte effektklasser som funktion af møllernes alder.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	16	16	15	15	15	16	20	32	35	34	39	43	36	30	25	9	6	3	1
150	45	64	92	102	98	97	84	68	44	23	8	3							
225	54	54	55	55	46	36	24	21	8	2	1								
300	13	12	11	9	7	6	4	4	1	1									
500	15	12	10	5	5														
600	85	58	31	1															
660	4	2																	
750	10	2	1																

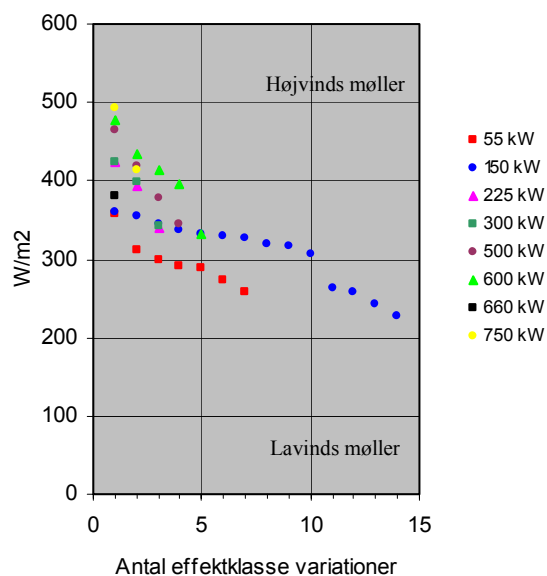
Tabel 2 Observationer for benyttelsestiden som funktion af møllens alder.

At tendensen er faldende for en del af effektklasserne betyder, at møllens pålidelighed falder med dens alder. Det betyder at slidtage på vindmøllens sliddele, har en effekt på produktionen. Det markante fald i benyttelsestiden for 55 kW-klassen i det 17-19. år, bør tages med forbehold, idet det er opstået på baggrund af få observationer. Tilsvarende forbehold skal tages for 300 kW møllernes 9. og 10. år.

4.1 Specifik Effekt

Den specifikke effekt angiver forholdet mellem den nominelle effekt og rotorarealet (overstrøget areal). Dvs. effekt pr. overstrøget areal. Jo større det overstrøgne areal er i forhold til den installerede effekt jo bedre er møllen optimeret til dårlige vindforhold. Tilsvarende er en vindmølle med større specifik effekt optimeret til højvindsområder. Det vil ikke være hensigtsmæssigt at opstille en sådan mølle i områder med hård vind af to årsager. På grund af det større rotorareal vil der være øgede strukturelle belastninger i bla. navet. Ydermere er en sådan mølle forholdsvis dyrere end en "hårdvindsmølle", igen pga. en større rotordiameter. I de senere år har fabrikanterne produceret flere varianter af den samme mølletype, tilpasset lavvinds- og højvinds placeringer. Forskellen er, som indikeret, rotordiameteren, men også tårnhøjden kan variere.

Figur 46 viser den specifikke effekt for forskellige vindmøllestørrelser opstillet i Danmark. Det ses, at for større effektklasser vokser også den specifikke effekt. Dvs. at de har et forholdsvis mindre rotorareal end de mindre effektklasser. Dette skyldes primært at jo større effektklasse, jo større er tårnhøjden og derfor mere vind. Det betyder, at rotorarealet kan reduceres. Endelig ses der for større effektklasser en større variation i den specifikke effekt. Herved fås møller, der er optimeret til det specifikke opstillingssted.



Figur 43 Den specifikke effekt og antal variationer i danske vindmøller

5 D&V-omkostninger

Dette kapitel er delt op i to hovedafsnit. I den første del af kapitel 5 undersøges de enkelte poster for drifts- og vedligeholdelsesudgifterne samlet for alle møllestørrelser - således kan D&V-udgifterne sammenlignes mellem møllestørrelserne. I anden del er det de enkelte møllestørrelser, der analyseres, hvilket åbner mulighed for at sammenholde de forskellige D&V-poster i de enkelte mølleklasser.

Jordleje udgår af hovedrapporten, idet datamængden og kvaliteten af de tilgængelige data er så begrænset, at det ikke skønnes tilstrækkeligt som baggrund for en egentlig analyse. Priser for jord (pladser) er dog vist i appendikset.

5.1 Om datagrundlaget og definitioner

Nedenstående oversigt definerer driftsudgifterne, der undersøges.

Forsikring:	Udgifter til forsikringspræmier.
Service:	Årlige udgifter til serviceaftale.
Administration:	Målerafgift, El-køb til møllen, kontorhold, mølletelefonabonnementer.
Reparation:	Kun mølle ejerens afholdte udgifter er medtaget. Reparationsudgifter betalt af forsikring eller garanti/serviceordning er ikke medtaget. Selvrisko ved forsikringsreparationer er medtaget.
Andet:	Møllejers udgifter, der ikke passer ind under de øvrige kategorier, samt udgifter, der ikke har kunnet opdeles i ovennævnte kategorier.
Samlet:	Ovenstående poster summeret.

Til hver figur med analyse af driftsudgifterne hører der en tabel, der beskriver hvor mange observationer, der ligger bag analysen. Ved større tilsyneladende uforklarlige udsving, må det ofte tilskrives få observationer, der danner grundlaget for udsvinget. Jo færre observationer, desto sværere er det at generalisere undersøgelsens resultater.

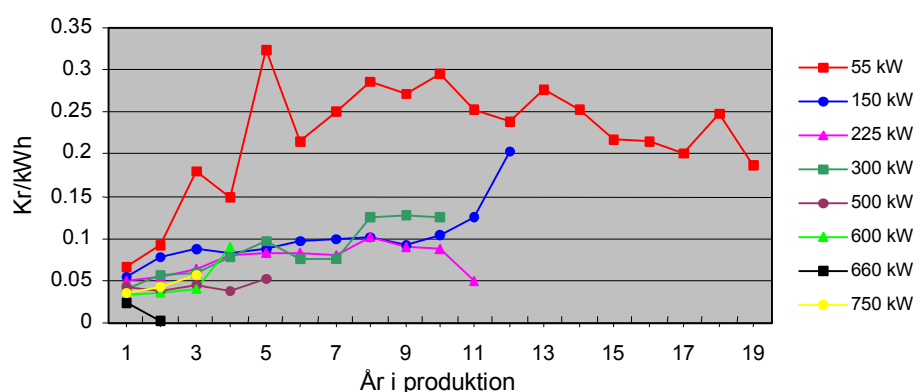
Det er gennemgående for hele undersøgelsen, at mængden af observationer er aftagende med møllernes alder. Rent praktisk betyder det, at de sidste 1-3 år vil være svagt repræsenteret observationsmæssigt, og derfor skal resultaterne tages med forbehold.

5.2 Analyse af de enkelte drifts- og vedligeholdelsesposter

5.2.1 Samlede omkostninger

De samlede drifts og vedligeholdelseskostninger, som en funktion af møllernes alder, ses i Figur 44.

De samlede omkostninger dækker over summen af samtlige D&V-omkostninger, dog med undtagelse af jordleje. En nærmere analyse af grundlaget for figuren er foretaget med undersøgelse af de enkelte delelementer. Årsagen til fluktuationerne skyldes variationer i reparationsomkostningerne.



Figur 44 De samlede D&V-omkostninger (1999 – priser).

Tabel 3 viser datagrundlaget for analysen af de samlede D&V-omkostninger. 55 kW, 150 kW, 225 kW og 600 kW vindmøllerne er stærkt repræsenteret, og møllestørrelserne 300 kW og 500 kW vindmøllerne er svagere repræsenteret. For 660 kW vindmøllerne og 750 kW vindmøllerne, er der meget få observationer.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	16	16	15	15	15	16	20	32	35	33	39	43	36	30	25	9	6	3	1
150	45	64	92	102	98	97	84	68	44	23	8	3							
225	52	53	54	54	45	36	24	21	8	2	1								
300	13	12	11	9	7	6	4	4	1	1									
500	15	12	10	5	5														
600	84	58	31	1															
660	4	2																	
750	9	2	1																

Tabel 3 Antal observationer for samlede omkostninger.

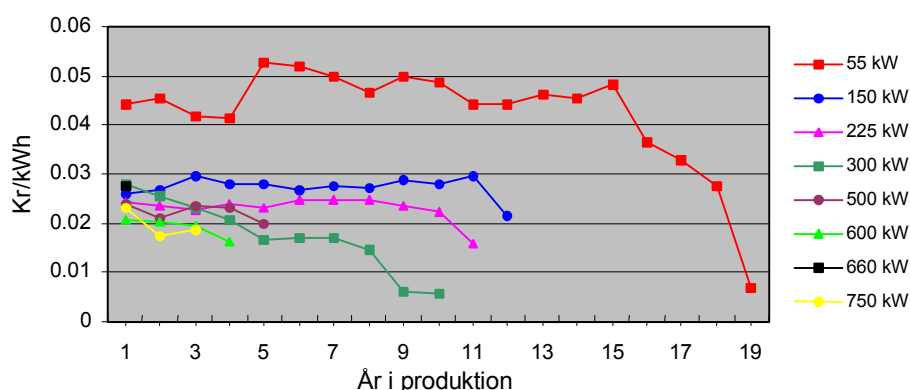
Som det fremgår af Figur 44 falder de samlede D&V-omkostninger pr. kWh med større vindmølleeffekt. Effektklasserne 150 kW, 225 kW og 300 kW stiger over de første 10 år imod 10 øre/kWh, hvorefter de flader ud og i et tilfælde begynder D&V-omkostningerne at falde, hvilket skal tages med forbehold pga. for få observationer. På baggrund af udviklingen fra de første leveår skønnes de større effektklasser at stige til omkring 5 øre/kWh. 55 kW vindmøllerne har den mest markante stigning fra 7 øre/kWh til 30 øre/kWh i deres tiende leveår. Grunden til den tydelige peak i det 5. år, kan forklares med en omkostningsmæssig meget stor reparation (Se afsnit 5.3.1). Den kraftige stigning i 150 kW vindmøllerne i det 12. år, bygger på en enkelt observation. Det samme kan tilskrives 600 kW's 4. år.

55 kW-vindmøller har tendens til fald i D&V-omkostningerne efter 10 produktionsår. En lignende tendens kan findes for 225 kW vindmøllerne. 150 og 300 kW-klasserne har en tendens til stigning efter 7-9 år. Tendenserne er mere udtalte, når man analyserer det enkelte fabrikat og type.

5.2.2 Forsikring

Figur 45 viser prisen for de samlede årlige forsikringsomkostninger, som en funktion af møllernes alder, fordelt på effektklasser.

Forsikringen indeholder forsikringer som: Brand-, Storm- og Maskinkaskoforsikring. Igennem de sidste 10 år har der været en tendens til, at forsikringerne bliver tegnet som ”pakkeløsninger”, betalt typisk 5 år gennem møllens øvrige finansiering. Herefter bliver forsikringen betalt på årsbasis.



Figur 45 De samlede Forsikringsomkostninger (1999 – priser).

I Tabel 4 ses undersøgelsens datagrundlag i forhold til forsikringsomkostningerne. Her ses igen, at 55 kW, 150 kW, 225 kW og 600 kW vindmøllerne er forholdsvist stærkt repræsenteret. 300 kW og 500 kW vindmøllerne er igen svagt repræsenteret. 660 kW vindmøllerne er kun repræsenteret med én observation. 750 kW vindmøllerne er lidt bedre repræsenteret.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	10	14	10	10	15	15	20	30	33	31	37	42	34	29	22	8	5	3	1
150	32	46	72	83	91	94	82	67	42	23	8	3							
225	43	40	41	39	42	33	21	18	7	2	1								
300	11	9	9	7	6	6	4	4	1	1									
500	12	10	8	3	4														
600	68	43	25	1															
660	1																		
750	8	2	1																

Tabel 4 Antal observationer for forsikringsomkostninger.

Der er en tydelige generel tendens til, at forsikringsomkostningerne er faldende med møllens alder. Udviklingen på tværs af effektklasserne indikerer, at forsikringen bliver billigere pr. kWh, jo større den installerede effekt er. 55 kW skiller sig ud fra de øvrige ved at være markant højere, mellem 4-5 øre, de første 15 år, hvorefter den falder drastisk imod 1-2 øre/kWh. Samlet kan det ses, at forsikringsomkostningerne falder over tid. De senere ”forsikringspakkeløsninger” med generelt lavere forsikringsomkostninger er, set i det lys, et udtryk for faldende forsikringspræmier. Dvs. et faldende antal skader.

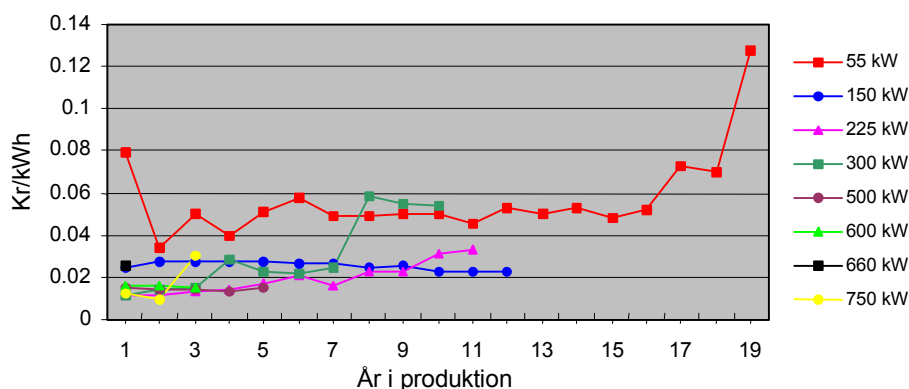
De øvrige effekt-klasser starter mellem 2 og 3 øre/kWh, de største nærmere 2 øre/kWh. Fælles for dem alle er, at de ligeledes er aftagende imod 1 øre. Enderne af kurverne er mht. antal observationer ringe repræsenteret. Der er også en tendens til, at jo større møllerne er, jo hurtigere begynder forsikringsudgiften at falde. Det kan skyldes en højere benyttelsestid, idet benyttelsestiden stiger med størrelsen (se afsnit 4). Derfor vil en større mølle tjene sig hurtigere hjem, hvilket kan medføre et fald i forsikringsomkostningerne. Det skal dog nævnes, at de større og nyere møller generelt er placeret i højere ruhedsklasser (dårligere vindressourcer), som følge af pladsmangel på de gode sites. Dette vil reducere forskellen i benyttelsestiden, samt tendensen til tidligere nedskrivning af forsikringen.

Det kan konkluderes, at der er en tydelig udviklingstendens på tværs af effekt-klasserne mod et fald i forsikringsomkostningerne. Det ses, at der er sket en halvering af forsikringsudgifterne på 10-15 år.

5.2.3 Service

En serviceaftale indebærer typisk eftersyn af møllens komponenter og smøring af de bevægelige dele. De udgifter mølleejeren har i forbindelse med et serviceeftersyn, herunder reparationer, indgår ikke i denne post. Ligesom med forsikringen er udviklingen, at der fra møllens opførelse typisk tegnes serviceaftaler for de første 3-5 år.

Figur 46 viser prisen pr. kWh for serviceomkostningerne, som en funktion af møllernes alder, fordelt på forskellige effektklasser.



Figur 46 De samlede Serviceomkostninger (1999 – priser).

Tabel 5 viser undersøgelsens datagrundlag for serviceomkostninger. Her er en tilsyneladende tendens til, at det første mølleår er svagere repræsenteret end de følgende. Mht. effektklassernes repræsentation gentages billede fra de samlede- og forsikringsomkostningerne. 55 kW, 150 kW, 225 kW og 600 kW vindmøllerne er forholdsvis stærkt repræsenteret. 300 kW og 500 kW vindmøllerne er mere svagt repræsenteret. 660 kW vindmøllerne er kun repræsenteret med én observation, mens 750 kW vindmøllerne er en anelse bedre repræsenteret.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	3	7	10	10	12	13	18	30	28	31	33	34	28	23	19	8	5	2	1
150	7	45	79	88	79	83	70	58	40	19	7	3							
225	12	26	34	40	27	17	12	11	5	2	1								
300	4	12	11	9	7	6	4	4	1	1									
500	2	8	9	4	3														
600	32	29	19																
660	1																		
750	5	2	1																

Tabel 5 Antal observationer for serviceomkostninger.

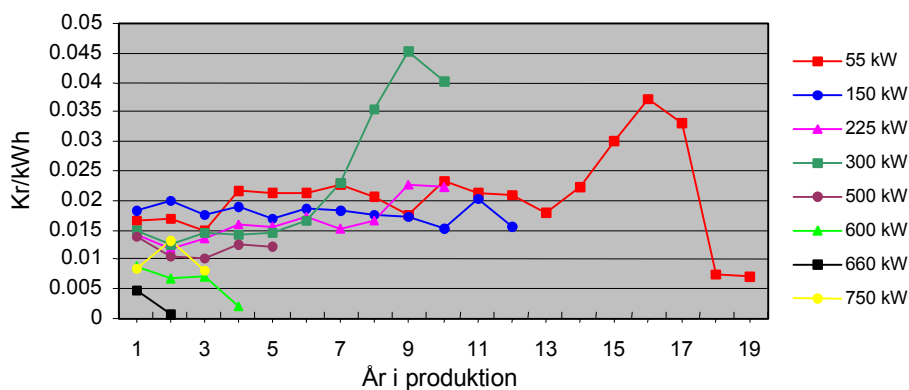
Generelt kan det konstateres, at kurverne er meget konstante, uden de større udsving. Igen er de små møller de dyreste pr. kilowatt time. 55 kW vindmøllerne ligger og svinger omkring 5 øre/kWh op til det 16 leveår. Herefter stiger den til 7 øre/kWh i det 17. år. Der er dog kun hhv. 2 og 1 observation bag data for år 18 og 19. 150 kW ligger imellem 2-3 øre/kWh alle de 12 år, den er repræsenteret. 225 kW starter lavest af alle (ca. 1 øre/kWh), men stiger jævnt til 3,5 øre/kWh igennem de 11 år, den er repræsenteret. 300 kW har et opsving efter det 7. år. De større møller holder sig under 2 øre/kWh.

Konklusionen er, at vindmøllers serviceomkostning er meget konstante gennem den undersøgte periode med en tendens til svage stigninger med alderen.

5.2.4 Administration

Administrationsposten består af en række administrative omkostninger. Telefonabonnement, elkøb til møllens kontorhold samt målerafgift. Sidstnævnte betales på årsbasis til det lokale elselskab.

Figur 47 viser de samlede administrationsomkostninger som en funktion af møllernes alder, fordelt på forskellige effektklasser.



Figur 47 De samlede administrationsomkostninger (1999 – priser).

Nedenstående Tabel 6 viser antal observationer for administrationsomkostninger, der er medtaget i undersøgelsens datagrundlag. Generelt er det de samme karakteristika, der gør sig gældende for effektklasserne. I 55 kW vindmøllerne ses lidt færre observationer end i de foregående poster. 150 kW, 225kW og 600 kW vindmøllerne er stadig godt repræsenteret. Resten af effektklasserne er svagt repræsenteret.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	10	11	11	10	10	10	13	21	26	22	28	30	25	22	17	6	3	1	1
150	38	55	85	86	87	89	76	61	41	21	7	3							
225	40	43	47	43	39	33	22	19	8	2									
300	9	10	10	9	7	6	4	4	1	1									
500	7	9	7	3	3														
600	60	47	25	1															
660	3	1																	
750	8	2	1																

Tabel 6 Antal observationer for administrationsomkostninger.

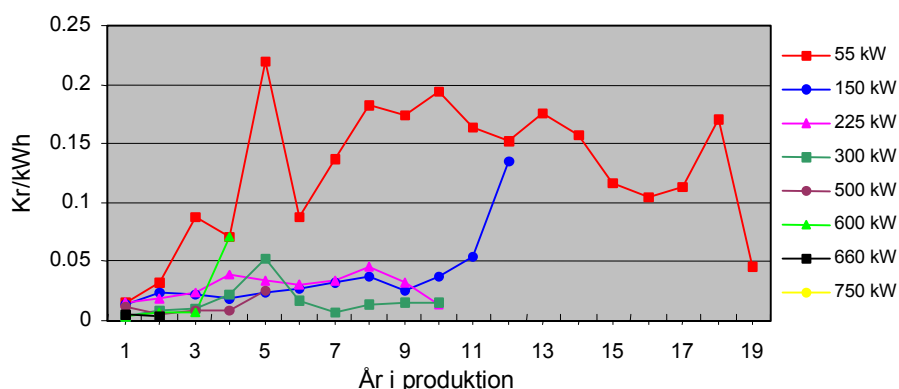
Hovedparten af effektklasserne holder sig mellem $\frac{1}{2}$ -2 øre/kWh. Igen er udviklingstrækket at, jo større den installerede effekt er, jo mindre er administrationsudgiften. Generelt er der ikke de store udsving. 55 kW vindmøllerne stiger fra ca. 2 øre/kWh i 13. leveår til 3 øre/kWh i det 15. Udviklingen for 55 kW vindmøllerne er herefter usikker, pga. få observationer. Det samme må tilskrives 300 kW vindmøllernes markante stigning fra det 7.år, 600 kW vindmøllernes 4. år samt alle observationerne bag 660 kW vindmøllerne.

Konklusionen er, at administrationsudgifterne er meget konstante igennem hele det analyserede forløb. Administrationsudgiften ligger mellem 1-2 øre/kWh for de fleste typer, de større møller ligger lidt under 1 øre/kWh. Da hovedparten af administrationsomkostningerne må antages at være forholdsvis faste, følger også denne post tendensen med, at udgiften falder med den installerede effekt.

5.2.5 Reparation og vedligehold

Reparation og vedligehold indeholder de løbende udgifter, som møllerejerne selv har betalt. Det er udgifter, der ikke er betalt under garanti, forsikring eller service. Disse reparationsudgifter vil i nogle tilfælde være så høje, at én observation kan dominere gennemsnittet.

Nedenstående Figur 48 viser reparationsomkostningerne pr. kWh som en funktion af møllernes alder, fordelt på effektklasser.



Figur 48 De samlede reparations- og vedligeholdelsesomkostninger (1999 – priser).

Tabel 7 viser datagrundlaget for analysen af reparationsomkostningerne. Mht. datatætheden i forhold til effektklasserne følges tendensen fra de tidligere D&V-udgifter. 150 kW, 225 kW, 600 kW og til dels 55 kW vindmøllerne er

pænt repræsenteret. Resten, 300 kW, 500 kW, 660 kW og 750 kW vindmøllerne er svagt eller ikke repræsenteret.

kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	8	11	14	15	13	16	20	31	34	31	37	39	36	28	24	9	5	3	1
150	34	52	86	96	90	93	82	65	40	22	8	3							
225	45	49	52	52	44	35	22	20	7	1									
300	10	12	10	8	6	6	4	4	1	1									
500	10	8	9	4	4														
600	53	42	25	1															
660	4	2																	
750																			

Tabel 7 Antal observationer for reparations- og vedligeholdelsesomkostninger.

Reparations- og vedligeholdelsesomkostningerne falder med større installeret effekt. 55 kW vindmøllerne skiller sig ud fra resten ved at have et ujævnt forløb. Det stiger kraftigt til over 20 øre/kWh, hvorefter den falder tilbage til mellem 10 og 20 øre/kWh. Den kraftige stigning er et resultat af en enkelt meget stor reparationsudgift. Efter det 10. år falder den fra omkring 20 øre/kWh til 10 øre/kWh i det 16. leveår. Herefter svinger den op igen, men antallet af observationer falder også betydeligt herefter.

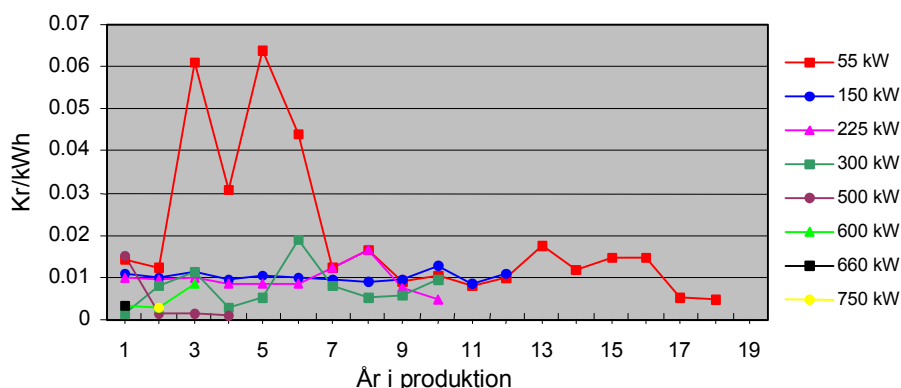
Resten af effektklasserne svinger lidt mellem 1-5 øre/kWh. Efter år 9. har 150 kW vindmøllerne en stigende tendens, hvorimod 225 kW vindmøllerne har en faldende.

Konklusionen er, at effektklasserne (55 kW dog undtaget) ligger forholdsvis jævnt mellem 1-5 øre/kWh, med de mindre effektklasser liggende højest i intervallet. Efter det niende år er tendensen hhv. stigende eller faldende alt afhængig af fabrikatet. Dog er der i dette område så få data, så tendenserne skal tages med alle forbehold. 55kW vindmøllerne ligger 8-12 øre/kWh over de resterende.

5.2.6 Andre omkostninger

Figur 49 viser de samlede administrationsomkostninger, som en funktion af møllernes alder, fordelt på effektklasser.

Andre omkostninger er ikke nærmere defineret, udover at det er udgifter, der ikke kan placeres under de øvrige poster.



Figur 49 Viser de samlede andre omkostninger (1999 – priser).

Nedenstående Tabel 8 viser undersøgelsens datagrundlag for andre omkostninger. Som det kunne forventes, er det den svagest repræsenterede D&V-post i undersøgelsen. Her er 150 kW, 225 kW og 600 kW vindmøllerne rimeligt repræsenteret. De resterende effekt-klasser er svagt repræsenteret.

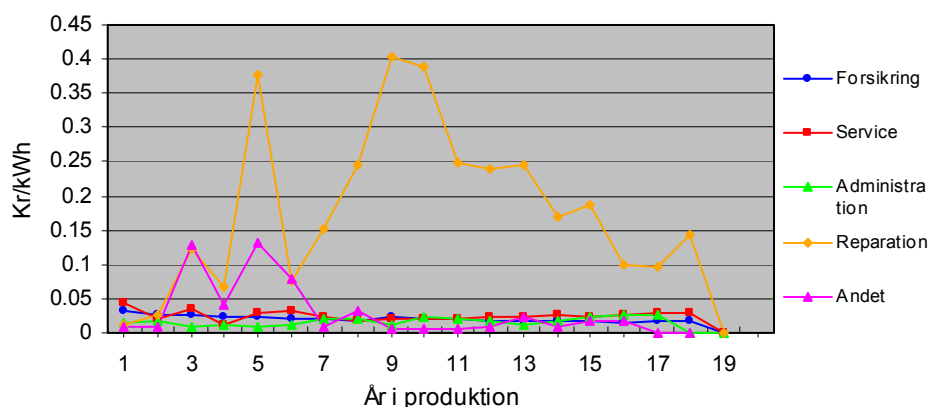
kW	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
55	7	5	6	5	6	6	9	14	12	8	9	12	13	10	9	5	3	1	
150	24	26	27	27	26	33	26	24	15	14	5	3							
225	20	17	16	21	18	21	12	12	4	2									
300	3	6	3	3	2	1	2	2	1	1									
500	8	3	1	1															
600	23	19	9																
660	1																		
750		1																	

Tabel 8 Antal observationer for andre omkostninger.

Generelt ligger de andre omkostninger omkring eller under 1 øre/kWh. Det store ”M” for 55 kW-møllerne, der når 6 øre/kWh, skyldes meget højt indrapporteret andre omkostninger for en enkelt mølle. Ellers er det igen de største effekt-klasser, der har de mindste omkostninger.

5.3 Analyse af drift og vedligeholdelsesomkostninger for de enkelte møller

I følgende afsnit bør det bemærkes, hvor meget omkostningen **reparation** varierer i forhold til de andre D&V udgifter, der er forholdsvis stabile. Nedenstående eksempel (Figur 50) illustrerer forskellen i datastabiliteten. Som det klart fremgår af figuren, er reparation således den absolut mest dominerende D&V-post, hvad angår markante ændringer.



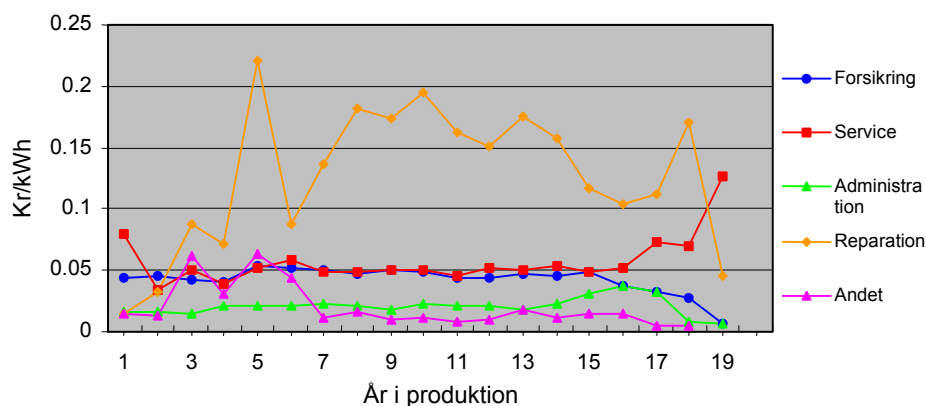
Figur 50 Standardafvigelsen for D&V-udgifterne for 55 kW (1999 – priser).

5.3.1 55 kW vindmøller

Figur 51 viser udgiften for udvalgte D&V-poster, som funktion af møllers alder, for møller med en installeret effekt på 55 kW.

55 kW vindmøller i denne klasse er blevet opstillet mellem 1978-1985. Enkelte er blevet solgt og genopstillet efter denne periode. Disse møller har en tårnhøjde

på 18-24 meter. Rotordiameteren er mellem 14-16,5 meter. Det er stall-regulerede møller med asynkrone generatorer. Tårnet blev lavet som gitter- eller rørkonstruktion. Denne effektklasse er blevet produceret af alle de nuværende danske producenter.



Figur 51 Udvalgte D&V poster pr. produceret kW-time for 55 kW møller (1999 – priser).

Nedenstående Tabel 9 viser datagrundlaget for D&V-omkostningerne for 55 kW møller. Årene 3-15 er pænt repræsenteret (10-40 obs.) for alle D&V-poster med undtagelse af ”andre omkostninger”. Enderne af tidsserien er svagere repræsenteret, hvorfor resultaterne i ”halerne” er mere usikre.

	År i produktion																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Forsikring	10	14	10	10	15	15	20	30	33	31	37	42	34	29	22	8	5	3	1
Service	3	7	10	10	12	13	18	30	28	31	33	34	28	23	19	8	5	2	1
Administration	10	11	11	10	10	10	13	21	26	22	28	30	25	22	17	6	3	1	1
Reparation	8	11	14	15	13	16	20	31	34	31	37	39	36	28	24	9	5	3	1
Andet	7	5	6	5	6	6	9	14	12	8	9	12	13	10	9	5	3	1	

Tabel 9 Antal observationer for D&V for 55 kW møller.

Den årlige **forsikrings**udgift er stabil på ca. 5 øre/kWh indtil år 15. Herefter ses en faldende tendens. **Service**udgiften følger forsikringsforløbet meget tæt, men stiger efter det 15. år. **Administrations**omkostningerne ligger mellem 2-3 øre/kWh. Fra år 15. stiger disse til 4 øre/kWh. Faldet i år 18. og 19. skal ikke tillægges større værdi pga. få observationer. **Reparations- og vedligeholdelses**omkostningerne er generelt stigende til 20 øre/kWh i det 10. år. Herefter falder de til 10 øre/kWh i år 16., hvorefter de har et opsving til 17 øre/kWh i det 18. år - der er dog kun 3 observationer bag dette punkt. Der er et peak på 23 øre/kWh, i møllens 5. år. Forklaringen er, at en mølle fik nye vinger til en pris på mere end 170 kkr. De andre omkostninger ligger jævnt på ca. 1 øre/kWh, bortset fra det tidligere omtalte store ”M” fra år 2-7. De relativt høje udsving i år 3-6 bygger på observationer fra den samme mølle.

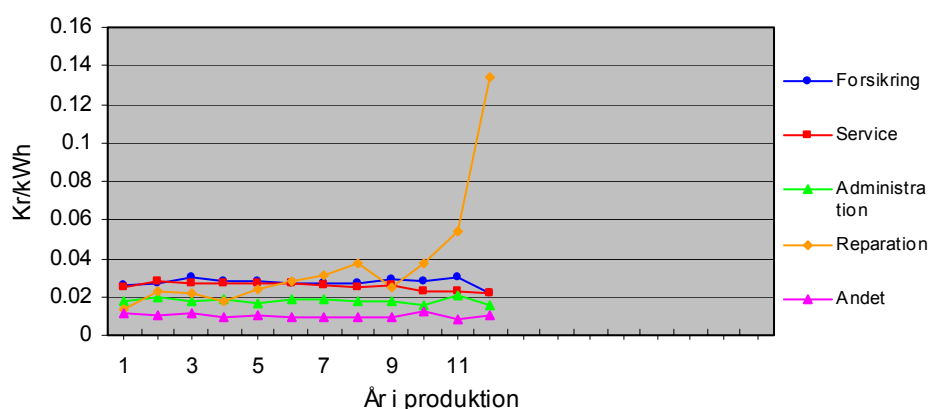
Opsummerende kan det siges, at de faste D&V-udgifter for 55 kW vindmøllerne er generelt stabile, mens reparation og vedligehold er stærkt svingende.

- Forsikring og service stabilt på 5 øre/kWh.
- Administration på 2-3 øre/kWh.
- Andre omkostninger ca. 1 øre/kWh.
- Reparation og vedligehold bølger igennem forløbet mellem 12-20 øre/kWh. Udgifterne holder sig dog under 25 øre/kWh.

5.3.2 150 kW vindmøller

Figur 52 angiver D&V-omkostningerne for 150 kW møller, som en funktion af alder.

Disse møller er produceret af de fleste nuværende fabrikker. De er etableret fra 1987-93. De er alle stall-regulerede med asynkrongenerator. Navhøjden er på 24-33 m. og rotordiameteren på 22-29 m.



Figur 52 Udvalgte D&V poster pr. produceret kW-time for 150 kW møller (1999 – priser).

Tabel 10 viser datagrundlaget for effektklassen 150 kW. Denne effektklasse er sammen med 600 kW vindmøllerne den bedst repræsenterede i undersøgelsen. Serviceomkostningerne for det første år er dårlig repræsenteret (sikkert pga. at service det første år var med i mølleprisen), men ellers er de første 10 år godt repræsenteret med 14-96 observationer.

	År i produktion											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Forsikring	32	46	72	83	91	94	82	67	42	23	8	3
Service	7	45	79	88	79	83	70	58	40	19	7	3
Administration	38	55	85	86	87	89	76	61	41	21	7	3
Reparation	34	52	86	96	90	93	82	65	40	22	8	3
Andet	24	26	27	27	26	33	26	24	15	14	5	3

Tabel 10 Antal observationer for D&V for 150 kW møller.

Den årlige **forsikrings**udgift ligger stabilt på omkring 3 øre/kWh. **Service**omkostningen ligger ligeledes stabilt på 3 øre/kWh. Der er et lille fald i det 9. år og frem, imod 2 øre/kWh. **Administrations**omkostningerne ligger stabilt på 2

øre/kWh igennem hele det analyserede forløb. **Reparations**udgifterne starter på 2 øre/kWh, hvorefter den stiger jævnt til 4 øre/kWh i det 8. år. Der er et fald til 2,5 øre/kWh i det 9. år. Herefter er tendensen tydeligt stigende: 5,5 øre/kWh det 11. år og næsten 14 øre/kWh det 12. år. Sidstnævnte skal dog tages med stort forbehold, idet der er ret få observationer. Omkostninger af **anden** art holder sig omkring 1 øre/kWh.

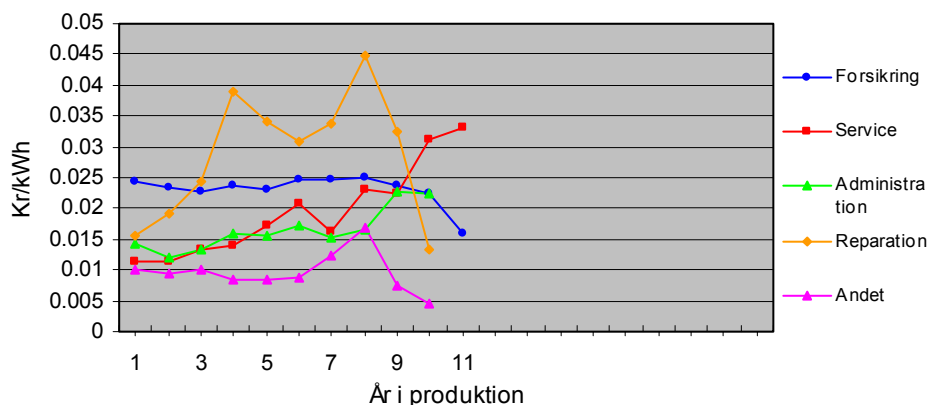
Konkluderende er de generelle D&V-omkostningerne stabile for 150 kW vindmøllerne.

- Forsikrings og serviceomkostningerne på omkring 3 øre/kWh.
- Administrationsomkostninger på 2 øre/kWh
- Andre omkostninger på 1 øre/kWh.
- Reparationsomkostningerne under 4 øre/kWh til og med år 10. Herefter en stigning, der skal tages med forbehold pga. få observationer.

5.3.3 225 kW vindmøller

Figur 53 viser D&V-omkostningerne for 225 kW vindmøllerne, som en funktion af møllernes alder.

To fabrikanter har produceret møller i denne klasse, men med stor dominans fra én fabrikant. De er hhv. pitch og stall-regulerede. Begge typer med asynkron-generator. Navhøjden er imellem 30-32 m. og rotordiameteren på 26-29 m. Der blev etableret møller i denne kW-klasse fra 1988 helt frem til 1998, hvilket gør klassen til den, der er produceret over den længste periode. Herhjemme er der fortrinsvis opsat møller med rørtårne, mens møller med gittertårne blev eksporteret.



Figur 53 Udvalgte D&V poster pr. producere kW-time for 225 kW møller (1999 – priser).

Nedenstående Tabel 11 angiver datagrundlaget for 225 kW vindmøllerne. Her er de første 8 år for samtlige D&V-poster repræsenteret med 12-52 observationer. Det 10. og 11. år er kun repræsenteret med en eller to observationer.

	År i produktion										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Forsikring	43	40	41	39	42	33	21	18	7	2	1
Service	12	26	34	40	27	17	12	11	5	2	1
Administration	40	43	47	43	39	33	22	19	8	2	
Reparation	45	49	52	52	44	35	22	20	7	1	
Andet	20	17	16	21	18	21	12	12	4	2	

Tabel 11 Antal observationer bag D&V for 225 kW møller

Forsikringudgiften er stabil på omkring 2,5 øre/kWh indtil det 8. år, hvorefter tendensen er faldende imod 1,5 øre/kWh i det 11. år. **Serviceudgiften** stiger jævnt fra 1 øre/kWh til 3 øre/kWh i år 10. **Administrationsomkostningerne** stiger med ca. 0,5 øre/kWh over hele det analyserede forløb. **Reparationsudgifterne** stiger ved en helhedsbetragtning fra 1,5 øre/kWh til 4,5 øre/kWh i år 8. Herefter er der få observationer til at sige noget sikkert.

Der er et peak i år 4. på 4 øre/kWh faldende til 3 øre/kWh i år 6. Der er ingen voldsomme enkeltreparationer, der trækker gennemsnittet op i det år. Der er angivet et par eftermonteringer af oliekoiler og oliefiltre. De **andre** omkostninger svinger lidt omkring 1 – 1,5 øre/kWh.

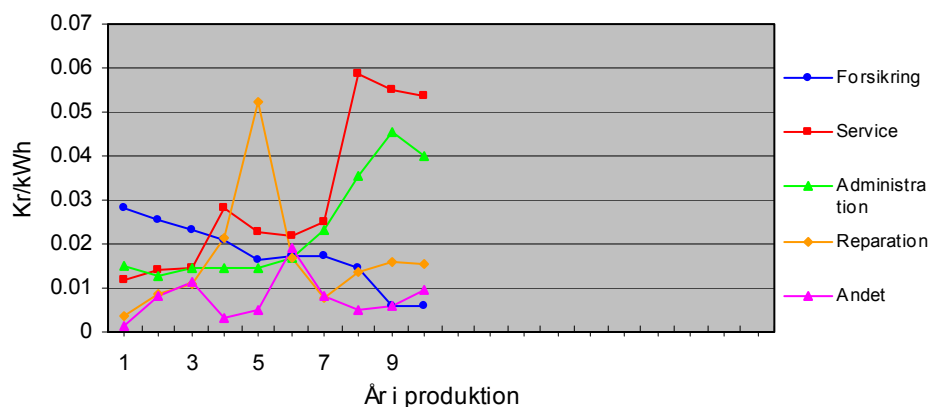
Opsummerende kan det siges, at en gennemsnitsbetragtning for de samlede D&V-udgifter for 225 kW vindmøllerne, viser et konstant forløb med en lille tendens til faldende omkostninger.

- Forsikring er stabilt på 2,5 øre/kWh med en faldende tendens efter det 8. år.
- Serviceomkostninger er generelt stigende til 3 øre/kWh i år 10.
- Administration er ligeledes stigende til godt 2 øre/kWh i år 10.
- Andre omkostninger svinger mellem 0,5 til 1,5 øre/kWh.
- Reparation og vedligehold viser relativt store udsving igennem forløbet - mellem 1,5 og 4,5 øre/kWh. Bemærk dog at niveauet, i gennemsnit er på niveau med 150 kW-møllen og markant lavere end 55 kW'eren.

5.3.4 300 kW vindmøller

Figur 54 viser D&V-omkostningerne for 300 kW vindmøllerne, som en funktion af møllernes alder.

Disse vindmøller blev produceret af to danske fabrikker, imellem 1989 og 1997. Rotordiameteren ligger imellem 31-33,4 m. og navhøjden imellem 30-31,5 m. De er leveret med rørtårne og asynkrone generatorer. Disse møller er stall-reguleret.



Figur 54 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 300 kW møller (1999 – priser).

Tabel 12 viser datagrundlaget for 300 kW vindmøllerne. Der er ikke opsat så mange møller i denne effektklasse, idet størrelsen hurtigt blev efterfulgt af 500 kW vindmøllerne. Dette medfører også, at der generelt er færre observationer. Derfor er det svært at udlede en udvikling efter det 6. år. Det første år er service- og andre omkostninger kun repræsenteret med hhv. 3. og 4. observationer.

	År i produktion									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Forsikring	11	9	9	7	6	6	4	4	1	1
Service	4	12	11	9	7	6	4	4	1	1
Administration	9	10	10	9	7	6	4	4	1	1
Reparation	10	12	10	8	6	6	4	4	1	1
Andet	3	6	3	3	2	1	2	2	1	1

Tabel 12 Antal observationer for D&V for 300 kW møller

Forsikringsomkostningen faldt fra 3 øre/kWh år 1, til 1,7 øre i det 5. år. Denne næsten halvering af forsikringsudgiften placerer 300 kW vindmøllerne som den billigste af samtlige effektklasser i det femte år. Til gengæld mere end fordobles **serviceomkostningerne** til næsten 3 øre/kWh fra 1. til 4.år. Herefter falder den til lidt over 2 øre/kWh i år 6. **Administrationsomkostningen** ligger forholdsvis stabilt omkring 1,5 øre/kWh, med en svag tendens til stigning. Udviklingen af **reparationsomkostningerne** viser en stigning fra under 0,5 øre/kWh i år 1 til godt 5 øre/kWh i år 5 for så at falde til ca. 2 øre/kWh i år 6. Forklaringen på den høje reparationsomkostning i det 5. år skyldes en reparationsudgift for en enkelt mølle på 138 kkr (1999). Møllens reparationsomkostninger det pågældende år var på 24 øre/kWh. **Andre omkostninger** er meget svagt repræsenteret. Dog kan omkostningen i det 2. år med 0,8 øre/kWh (6 obs.) indikere, at denne 300 kW-klasse ikke udskiller sig væsentligt fra de andre effektklasser.

Med det forbehold, at der generelt er så få observationer i denne effektklasse, at der er en fare for at konkludere på tilfældigheder, kan følgende noteres:

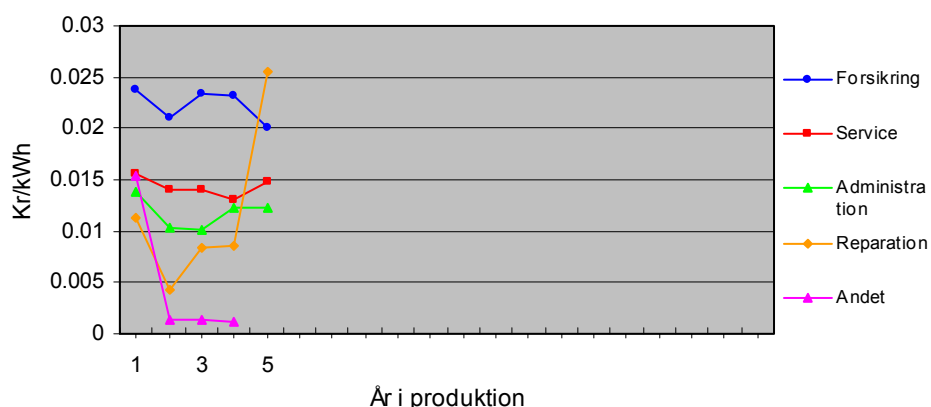
- Der er en faldende tendens for forsikringsomkostningerne.
- En stigende tendens for serviceomkostningerne.
- Der er en svag tendens til stigning for administrationsomkostningerne.
- Der er ingen klare tendenser for reparationsudgifterne og de andre omkostninger.

5.3.5 500 kW vindmøller

Dette er den første af de ”store” klasser i forhold til den fastlagte inddeling. Møllerne er nu så nye og tidsserierne dermed så korte, at det kan være svært at udlede mere langsigtede tendenser.

Denne effektklasse er opført fra 1993-1997. Disse møller er produceret af fem danske producenter. De er mellem 35-46 meter i navhøjde og har en rotordiameter på 37-43 meter. De er alle leveret med asynkron-generator, rørtårn og findes både med pitch- og stall-regulering.

Efterfølgende Figur 55 viser D&V-omkostningerne for 500 kW vindmøllerne, som funktion af møllers alder.



Figur 55 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 500 kW møller (1999 – priser).

Tabel 13 viser datagrundlaget for 500 kW vindmøllerne. Denne effektklasse er som 300 kW vindmøllerne ikke så stærkt repræsenteret i denne undersøgelse. Derfor bør der tages de samme forbehold i forhold til analysen. For alle D&V-poster er der ganske få, der når et tocifret antal observationer.

	År i produktion				
	1	2	3	4	5
Forsikring	12	10	8	3	4
Service	2	8	9	4	3
Administration	7	9	7	3	3
Reparation	10	8	9	4	4
Andet	8	3	1	1	

Tabel 13 Antal observationer for D&V for 500 kW møller

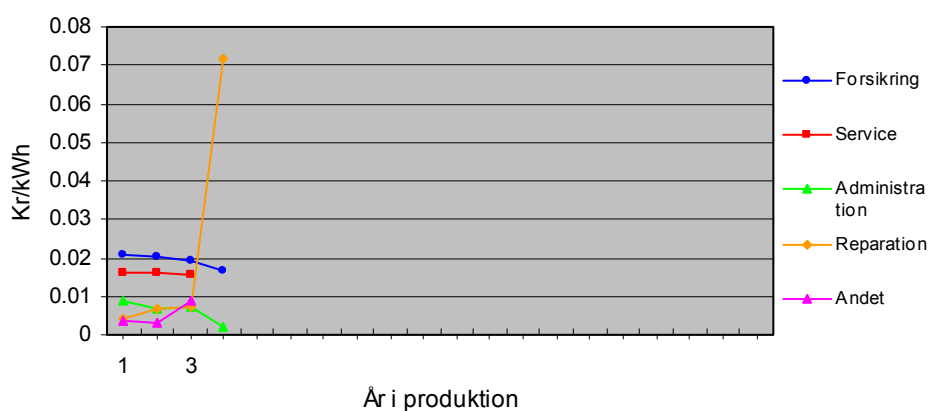
Forsikringsomkostningerne ligger stabilt imellem 2-2,5 øre/kWh. **Serviceomkostningerne** ligger stabilt omkring 1,5 øre/kWh. **Administrationsomkostningerne** svinger imellem 1-1,5 øre/kWh. Der kan ikke udledes tendenser i de 3 første D&V-poster. **Reparationsomkostningerne** falder fra 1,2 øre/kWh i år 1 til under 0,5 øre/kWh, hvorefter den stiger jævnt til år 4. I det 5. år stiger den markant til 2,5 øre/kWh. Der er dog få observationer til at støtte de sidste 2 år i denne serie.

Generelt synes udviklingen i D&V-posterne for 500 kW-møllerne ikke at adskille sig nævneværdigt fra de foregående mølletyper. Der er dog så kort en tidsserie og så få observationer for denne møllekategori, at egentlige udviklingstendenser ikke kan udledes.

5.3.6 600 kW vindmøller

Denne effektklasse er produceret af alle de store danske vindmøllefabrikanter i perioden 1995-2000. Rotordiameteren er mellem 42-48 meter. Navhøjden på ca. 45 meter. Disse møller er produceret både som stall- og pitchregulerede. De er alle fremstillet med rørtårne og asynkron- generatorer.

D&V-udgifterne for 600 kW vindmøllerne, som funktion af møllers alder, er vist på Figur 56



Figur 56 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 600 kW møller (1999 – priser).

Tabel 14 viser datagrundlaget for 600 kW vindmøllerne. Denne klasse er stærkt repræsenteret de første 3 år. Det 4. år er der kun én observation. Derfor må vi gå ud fra, at det giver et rimeligt præcist billede af de faktiske forhold.

	År i produktion			
	1	2	3	4
Forsikring	68	43	25	1
Service	32	29	19	
Administration	60	47	25	1
Reparation	53	42	25	1
Andet	23	19	9	

Tabel 14 Antal observationer for D&V for 600 kW møller.

Med hensyn til **forsikringsomkostningerne** ses en svagt faldende tendens, omkring 2 øre/kWh. **Serviceomkostningerne** er stabilt placeret på ca. 1,7 øre/kWh. **Administrationsomkostningerne** ligger mellem 0,5 - 1 øre/kWh. **Reparationsomkostningerne** er svagt stigende fra under 0,5 øre/kWh til 0,7 øre/kWh i andet og tredje år. I det 4. år stiger reparationsudgifterne til 7 øre/kWh. Dog er denne stigning kun baseret på en enkelt observation, hvorfor

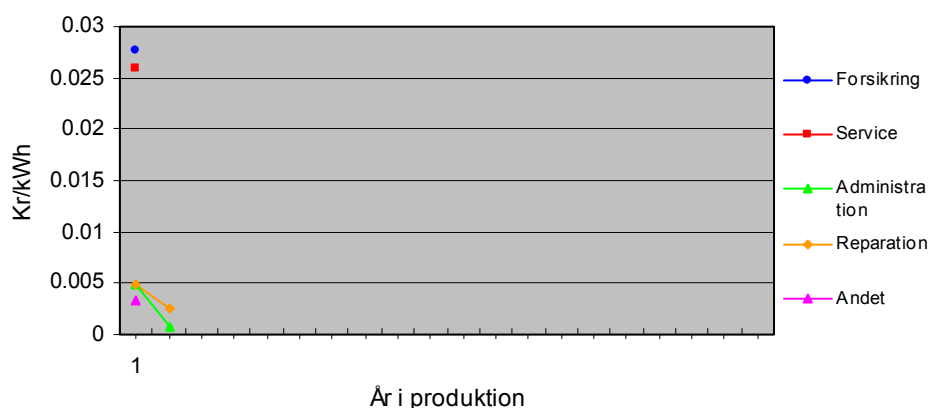
dette resultat ikke kan tillægges større betydning. De **andre omkostninger** holder sig under 1 øre/kWh.

Tidsperioden for 600 kW-møllerne er så kort, at det ikke er muligt at udlede egentlige udviklingstendenser. Men repræsentationen for denne mølle-type er til gengæld så stærk, at resultaterne i høj grad er med til at bekræfte det samlede billede, at D&V-udgifterne generelt er faldende med større mølle-typer.

5.3.7 660 kW vindmøller

Figur 57 viser 660 kW vindmøllernes D&V-udgifter for udvalgte poster, som funktion af alder.

Dette er en effektklasse, der kun er produceret af én fabrikant. Den er kun repræsenteret med en rotordiameter på 47 meter i denne undersøgelse, men andre rotordiameter findes. Navhøjden er omkring 45 meter. Det specielle ved denne type er, at det er den første serieproducerede mølle med variabelt omløbstal på rotor og generator. Mølletypen er pitchreguleret.



Figur 57 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 660 kW møller (1999 – priser).

Tabel 15 viser datagrundlaget for 660 kW vindmøllerne. Som det ses er denne klasse meget svagt repræsenteret.

	År i produktion	
	1	2
Forsikring	1	
Service	1	
Administration	3	1
Reparation	4	2
Andet	1	

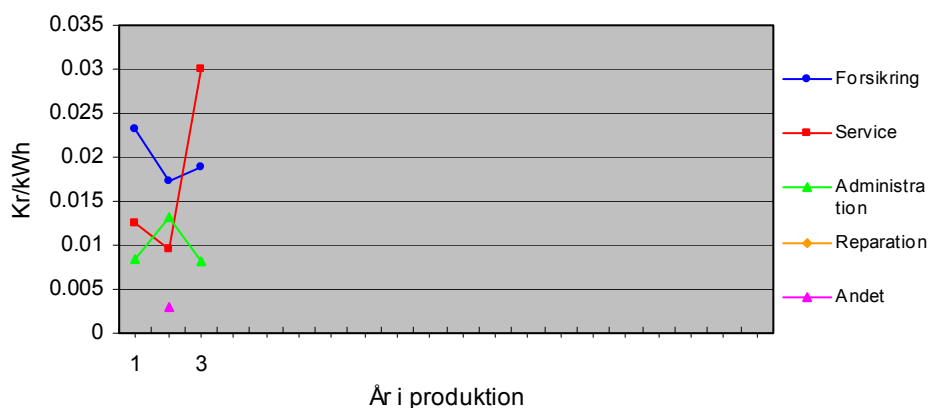
Tabel 15 Antal observationer for D&V for 660 kW møller

Der er en spæd indikation af, at **administrations- og reparationsomkostningerne** befinder sig på et niveau på omkring 0,5 øre/kWh.

5.3.8 750 kW vindmøller

D&V-omkostningerne for 750 kW vindmøllerne, som en funktion af møllernes alder, er vist på Figur 58.

Denne effektklasse er produceret af et par fabrikanten. Rotordiameteren ligger mellem 44-48 meter. Møllerne er stallreguleret og udstyret med rørtårn og asynkron-generator.



Figur 58 Udvalgte D&V poster pr. producere kWh for 750 kW møller (1999 – priser).

Tabel 16 viser datagrundlaget for 750 kW vindmøllerne. Denne sidste og største effektklasse, der er medtaget i denne undersøgelse, er ligeledes svagt repræsenteret mht. mængden af data. Den kan dog give et svagt billede af udgiftsniveauet det første år.

	År i produktion		
	1	2	3
Forsikring	8	2	1
Service	5	2	1
Administration	8	2	1
Reparation			
Andet		1	

Tabel 16 Antal observationer for D&V for 750 kW møller

Forsikringsomkostningen starter på 2,3 øre/kWh. **Serviceomkostningerne** på 1,3 øre/kWh og **Administrationsomkostningerne** på 0,8 øre/kWh. Der er ikke indrapporteret nogle reparationsudgifter for denne effektklasse.

6 Analyse af gear

Rapportering af undersøgelse foretaget af Danmarks Vindmølleforening

Undersøgelsen er foretaget på følgende to mølletyper: Bonus 150 kW og Vestas 225 kW, idet der er forholdsvis mange af disse to vindmølletyper. Endvidere er disse to mølletyper kendt for at være homogene, forstået på den måde, at de er udført i samme kvalitet, selv om der er foregået en udvikling af møllerne i den årrække, de er fabrikeret. Møllerne er ligeledes kendt for at være velkørende med relativt få driftsforstyrrelser.

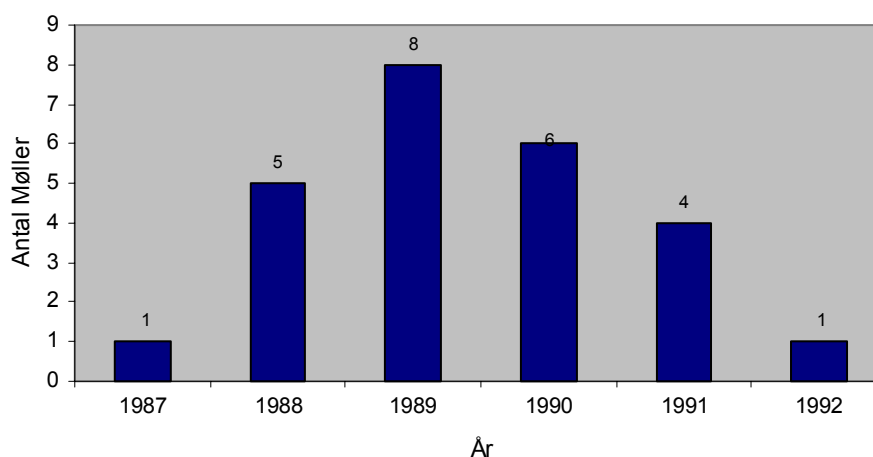
Formålet med undersøgelsen er at belyse hvilke komponenter, der har været driftsforstyrrelser på i møllens levetid, specielt med fokus på gearkasser. Grunden til den store fokus på gearkasser, er de mange skader på gear på de større møller på 600 kW og derover i de seneste år. Antallet og omfanget af skader på disse 150 og 225 kW møller kan måske give et fingerpeg om, hvad der kan ventes på de større møller, når de bliver ældre.

Der blev udsendt et spørgeskema til ejerne af disse møller, som er medlem af Danmarks Vindmølleforening (DV).

6.1 Bonus 150 kW møller

Der er ifølge Vindstat opstillet ialt 330 Bonus 150 kW møller i Danmark. Der er udsendt 108 breve til ejerne af disse møller, svarende til 32,7 %

Der er kommet 28 skemaer retur, hvilket er en svarprocent på 25,8 % af de udsendte skemaer og 8,5 % af det samlede antal.

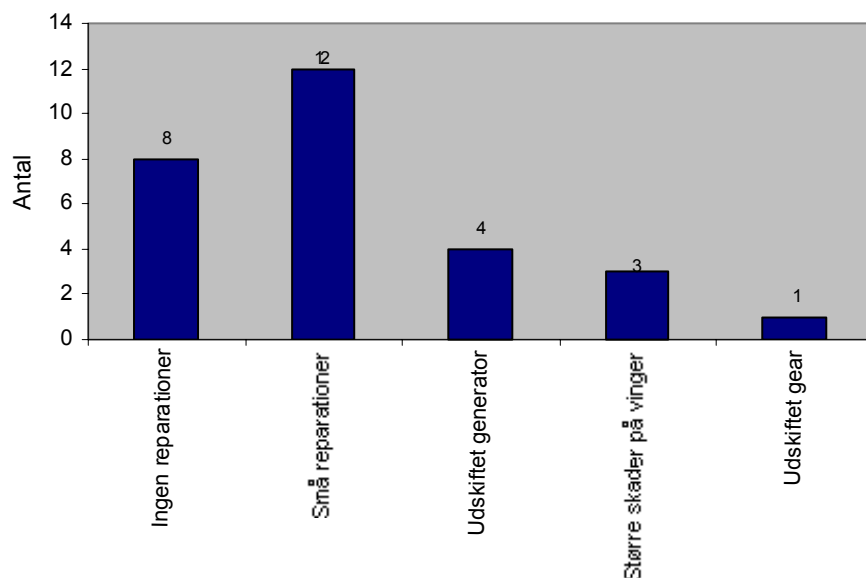


Figur 59 Svarfordelingen af Bonus 150 kW

Bonus møllerne er sat op i årene 1987 til 1992, hvoraf de fleste er opsat i 1989, se Figur 59. Af de 28 besvarelser har de 8 rapporteret: Ingen reparationer. Blandt de 20 besvarelser er der 12 med små reparationer. Disse reparationer består af: Udskiftning af: pressostat, relæer, vindmåler, vindfane, drejeunion, diverse printkort, diverse smådele i bremsesystem og krøjesystem samt små reparationer i tipper.

Af de 8 resterende møller har 4 fået udskiftet generatoren, og 3 har haft større skader på vinger foruden en del småreparationer.

Kun en enkelt mølle har rapporteret udskifning af gearkasse.



Figur 60 Fordelingen af reparationerne for 150 kW Bonusmøller

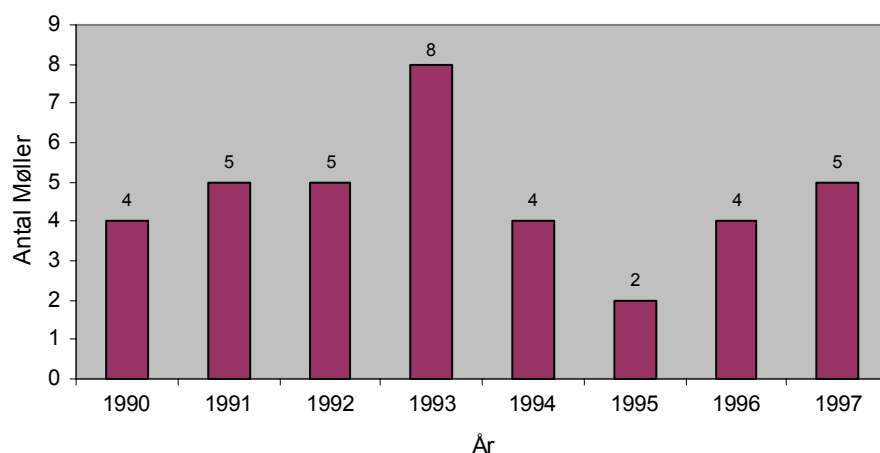
En del af de udførte reparationer er enten betalt af Bonus på garantien eller betalt af forsikringsselskabet. Gennemsnittet af de udgifter møllejer selv har betalt er 21.230 kr. Med en gennemsnitlig alder på 11,6 år bliver den gennemsnitlige årlige reparationsudgift 1.830 kr.

En enkelt udskiftet gearkasse i denne undersøgelse er ikke meget, og der kan ikke udledes noget statistisk heraf.

6.2 Vestas 225 kW møller

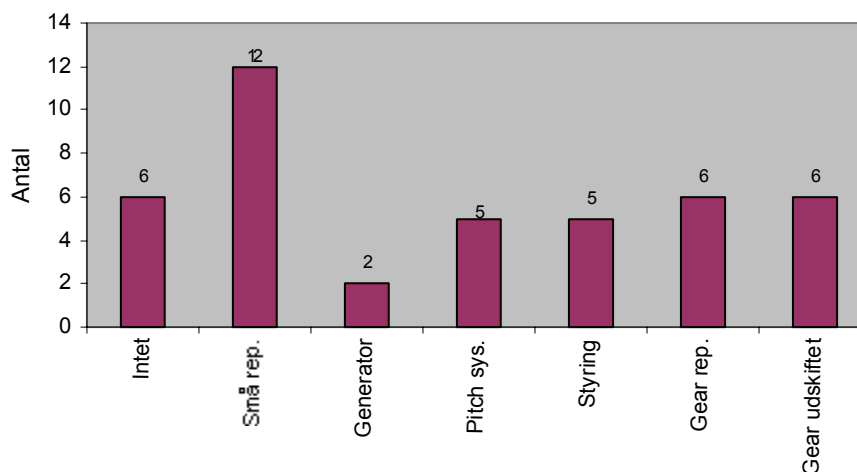
Der er ifølge Vindstat opstillet ialt 486 Vestas 225 kW møller i Danmark. Der er udsendt 121 breve til ejerne af disse møller, svarende til 25 %.

Der er kommet 37 skemaer retur, hvilket er en svarprocent på 30,5 % af de udsendte skemaer og 7,6 % af det samlede antal.



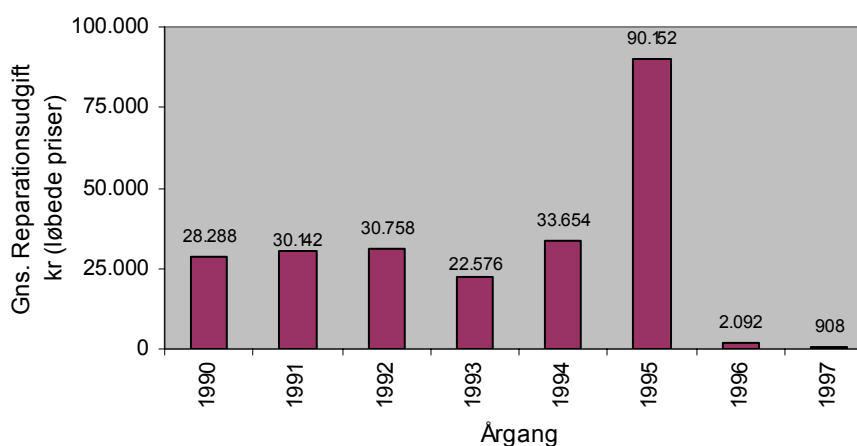
Figur 61 Svarfordelingen for Vestas 225 kW

Vestas møllerne er opsat meget mere spredt over tiden end Bonus møllerne. Møllerne er opsat i årene fra 1990 og helt frem til 1997, se Figur 61. Af de 37 besvarelser er der seks, som angiver at der ingen reparationer har været. 12 møller har kun haft mindre reparationer. Mindre reparationer har på disse møller været: Mindre reparationer på vinger og vingelejer, udskiftning af dele i pitch system, montering af oliefilter, retrofit af krøjegear, udskiftning af dele i styringen samt andre mindre reparationer. Møllerne er placeret i denne gruppe, når reparationsudgifterne er på under 10.000 kr.



Figur 62 Fordelingen af reparationerne for 225 kW Vestasmøller

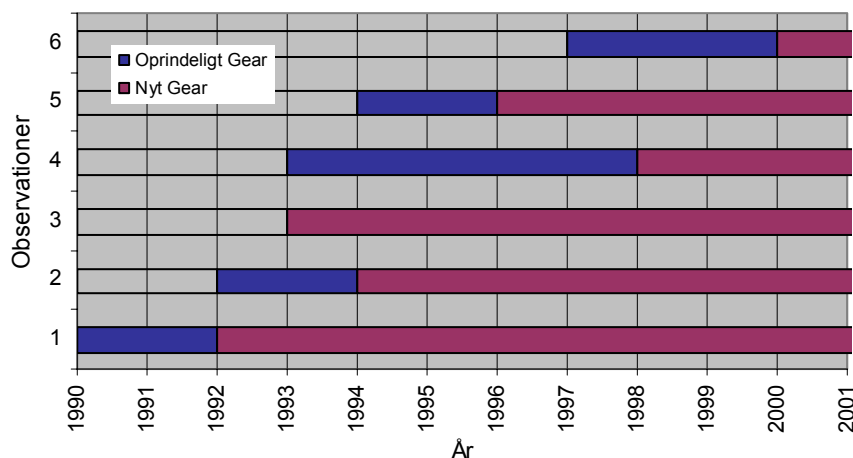
På de resterende 19 møller har der været større reparationer. 2 møller har fået udskiftet generator, 5 møller har fået foretaget større reparationer på pitch-systemet og 5 har fået foretaget større reparationer i styringen. 6 møller har fået foretaget reparationer på gearet og 6 møller har fået udskiftet gearet. Der er nogle møller, som forekommer i flere af grupperne. Se fordelingen vist på Figur 62.



Figur 63 Gennemsnittet af de samlede reparationsudgifter for Vestas 225 kW, betalt af ejerne.

En del af reparationerne på Vestas møllerne er foretaget på garantien eller betalt af forsikringen. Den gennemsnitlige udgift, som mølleejeren har betalt, er på 24.520 kr. Med en gennemsnitlig alder på 7,5 år bliver den gennemsnitlige årlige udgift til reparationer 3.270 kr. Der er som før nævnt møller i denne undersøgelse med alder fra 4 til 11 år. På Figur 63 er de af mølleejeren betalte reparationsudgifter vist. Der er udregnet gennemsnittet af de samlede reparationsud-

gifter inden for hver årgang. For de 5 ældste årgange er gennemsnitsudgiften meget ens. De store udgifter for 1995 årgangen er måske lidt misvisende, idet der kun er to møller i denne årgang, hvoraf den ene har haft meget store reparationer. De sidste to årgange har kun haft små udgifter.



Figur 64 6 tilfælde hvor gearet er udskiftet på Vestas 225 kW

I de første driftsår med denne mølletype udskiftede Vestas en del gearkasser, hvilket skete under garantien. De 6 tilfælde af møller, som har fået udskiftet gearet er fordelt som vist på Figur 64. Det ses, at gearene er udskiftet efter 0 til 5 års drift.

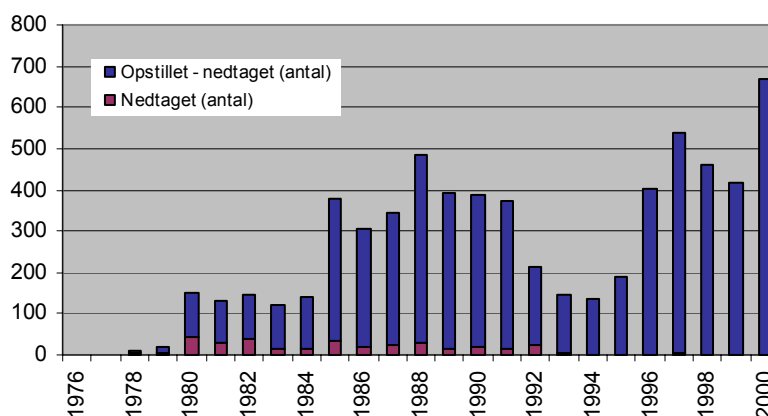
Igen er besvarelserne få, og 6 udskiftede gear ikke meget at lave statistik på. Antager vi alligevel, at denne undersøgelse er retvisende, og vi har 6 ud af 38 møller med udskiftede gear, vil der på 486 møller være udskiftet ialt 77 gear på denne mølletype.

7 Nedtagning af vindmøller

I dette kapitel redegøres for nedtagne vindmøller. Disse har såvel en historisk interesse, men er også relevante for nye investorer, ved risikovurdering af nye projekter, idet de til en vis grad afspejler, hvor lang levetid der reelt kan forventes, men også hvor mange møller der er taget ned før det var planlagt, og hvorfor.

7.1 Datagrundlaget

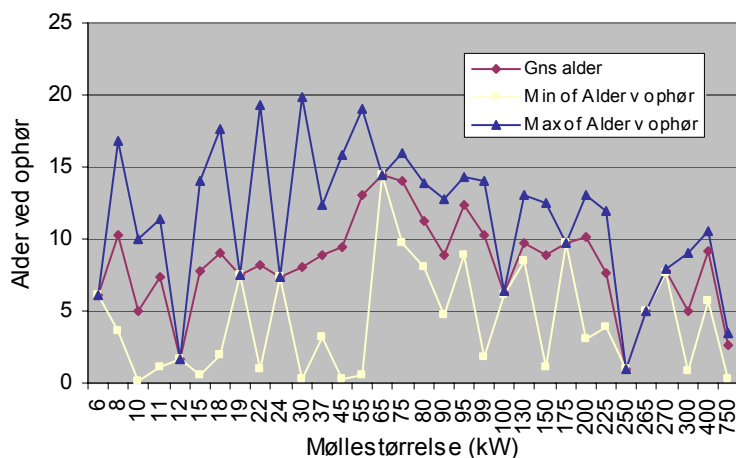
Datagrundlaget er den vindmøllestatistik, der er indsamlet af Danmarks Vindmølleforening gennem medlemsbladet *Naturlig Energi* helt tilbage fra de første møller i nyere tid. Statistikken startede i 1979. De første nyere elproducerende møller blev opstillet i 1976 med 2 stk. 22 kW – i 1977 blev ingen opstillet, først fra 1978 begyndte det for alvor. Data er siden 1983 lagret i en database ved Energi- og Miljødata, der har suppleret med alle opstillede møller fra midten af 90'erne og senest suppleret med oplysninger om nedtagne møller fra forskellige kilder, primært fabrikanter og nedtagningsfirmaer.



Figur 65 Brutto-opstilling af vindmøller i Danmark.

Figur 65 viser opstillede møller fra den spæde start i 1970'erne, af den nyere vindkraft æra. Den nederste del af søjlerne viser antal møller, der atter er nedtaget, men vist ud fra det år de blev opstillet, så summen af søjlerne viser hvor mange møller, der er opstillet brutto de enkelte år. Tidsaksen er således opstillingsår.

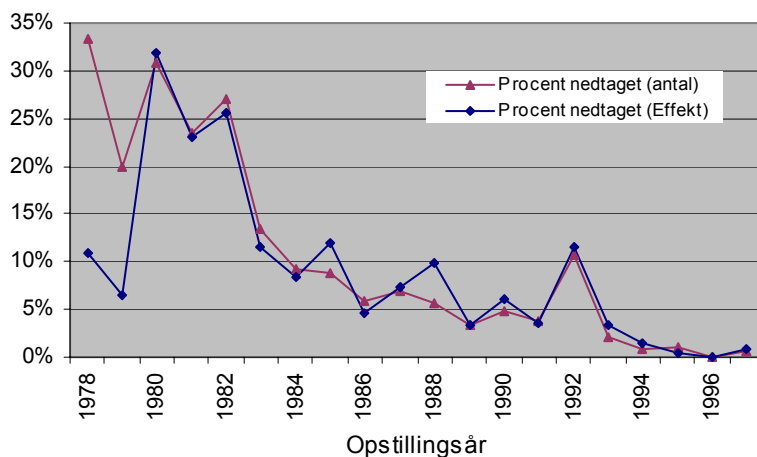
Det der mangler i statistikgrundlaget er primært et pænt antal vindroser (SJ-Windpower) opstillet i begyndelsen af 80'erne, men hvor hovedparten blæste ned i en novemberstorm i 1981, og hvor kun et fåtal nåede at komme med i statistikken.



Figur 66 Levetid for ophørte vindmøller.

En af de få andre "fiaskoer" i dansk vindmøllehistorie er DVT møllerne på Llynæs havn, hvor 3 stk. 300 kW møller, opstillet i starten af firserne, kun fik et par års levetid inden de grundet tekniske problemer blev besluttet nedtaget.

7.2 Analyser af nedtagningsforløb

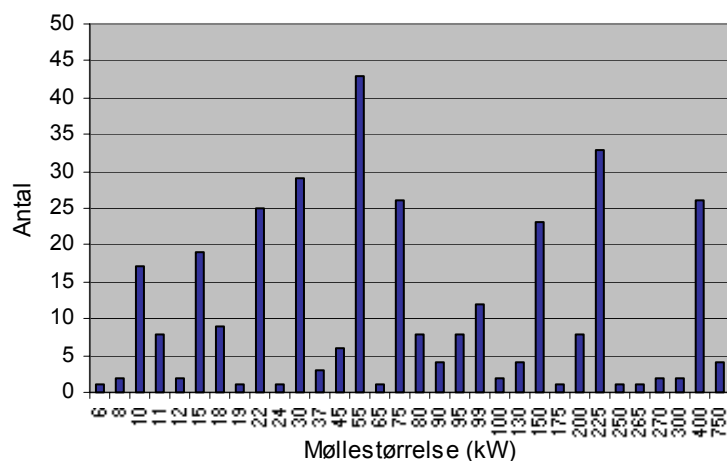


Figur 67 Nedtagne vindmøller i procent af opstillede.

Figur 67 viser lidt tydeligere hvor stor en del af de opstillede møller, der ultimo 2000 atter er taget ned. De 2 møller fra 1976 er begge nedtaget – altså 100% (ikke med på figuren). Af møllerne med 18-20 år "på bagen" er 25-30% nedtaget – det er i sig selv ret flotte tal, det teknologiske stade på daværende tidspunkt taget i betragtning – men så er de ca. 100 vindroser ikke med. Bemærkel-

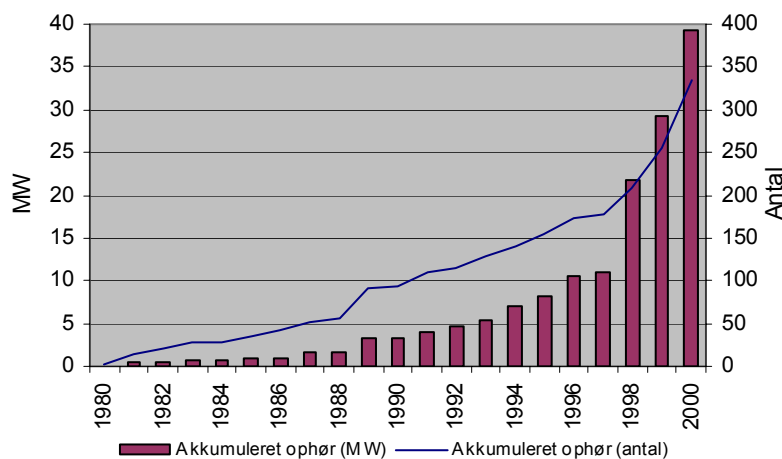
sesværdigt er de høje værdier for 1992, hvilket primært skyldes udskiftning af den store elværksejede park Nøjsomhedens Odde på Lolland.

Figur 66 viser den gennemsnitlige alder samt min/max alder for de nedtagne møller. Gennemsnittet for alle er 9,2 år, men det er dannet ud fra en meget stor spredning. Der er indenfor de fleste effektgrupper eksempler på møller, der kun holdt kort tid eller er blevet nedtaget grundet udskiftning til større møller. Og så er det værd at bemærke, at der her kun er vist de nedtagne møller. Hvis de stadig kørende var med, ville gennemsnitslevetiden være væsentligt højere.



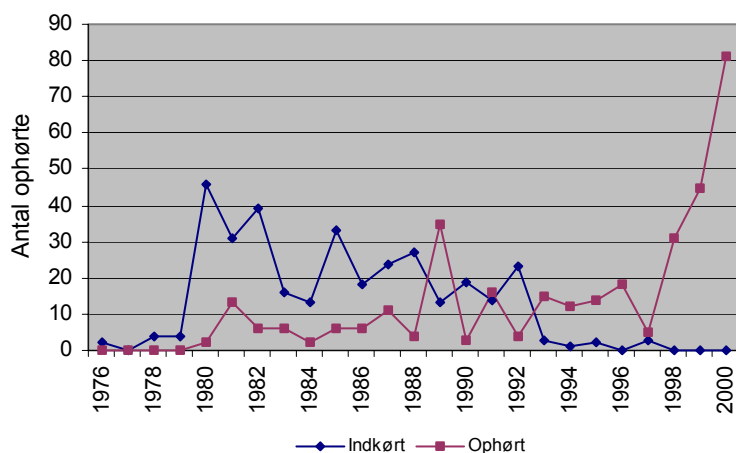
Figur 68 332 registrerede ophørte vindmøller fordelt på effektklasser.

Præcist hvor mange der er nedtaget indenfor hver effektstørrelse ses af Figur 68. Det er ikke overraskende 55 kW møllerne, som der er opstillet mange af, der også er taget flest ned af. De mange 225 kW og 400 kW møller kan primært tilskrives elværkspark-udskiftninger på Lolland (Nøjsomhedens Odde og Sylt-holm).



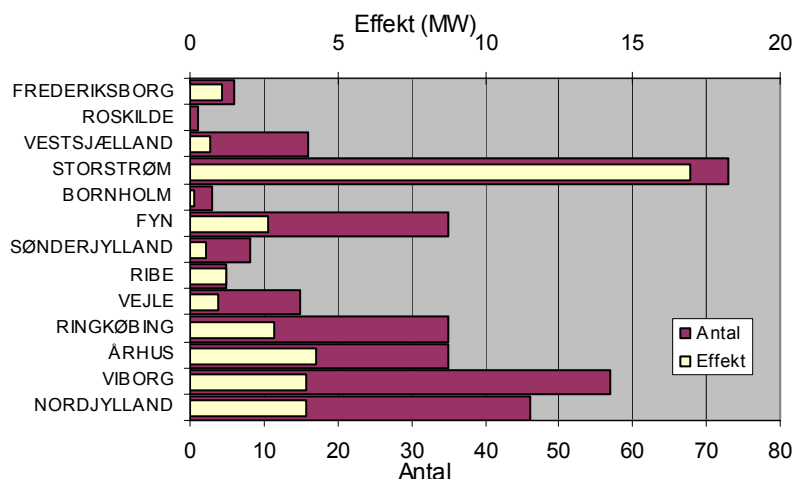
Figur 69 Ophørt antal og effekt.

Hvornår møllerne er taget ned ses af Figur 69. Der har løbende være en "udtynning", dels forårsaget af mindre heldige konstruktioner, mens det fra 1998 begynder at gå stærkere, da de førømtalte større elværksparker tages ned i hhv. 1998 (Syltholm, 25 x 400 kW) og 1999 (Nøjsomhed, 23 x 225 kW). I 2000 er det imidlertid i forbindelse med udskiftningsprojekter, det store volumen er at finde.



Figur 70 Ophørte møllers indkørings og ophørs år.

Figur 70 illustrerer tydeligere den store vækst i udskiftningen – 80 møller er alene i 2000 registreret nedtaget. På samme figur vises opstillingsår for de nedtagne møller.

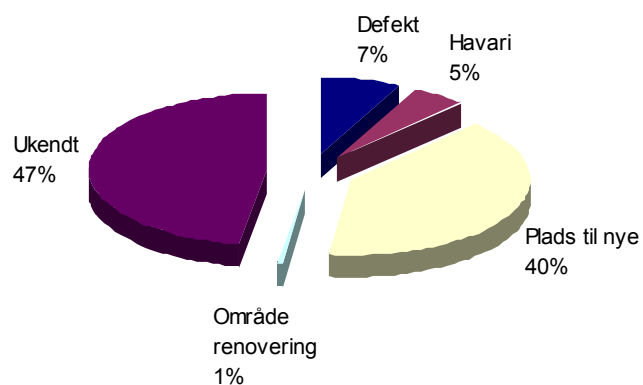


Figur 71 Ophørte vindmøller fordelt på amter.

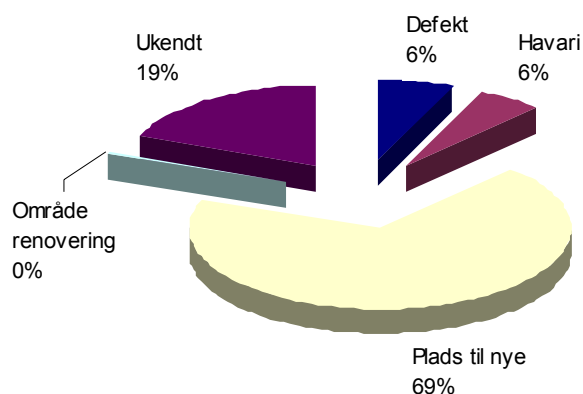
Den geografiske fordeling af de nedtagne møller ses på Figur 71. Det er som nævnt flere gange før, de store elværksparker der gør, at Storstrøms amt dominerer. Ellers er det naturligt nok amterne med mange møller – og især dem med mange møller de første år, der også har mange nedtagne møller.

7.3 Årsager til nedtagning og vindmøllernes videre skæbne

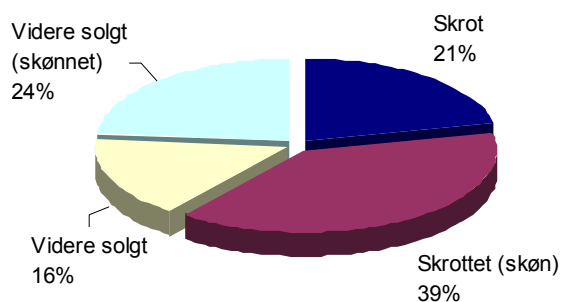
For en hel del møller er det lykkedes at finde såvel årsager til nedtagningen samt oplysninger om vindmøllens videre forløb. For en del er der foretaget kvalificerede skøn, bl.a. ud fra samtaler med serviceafdelinger i vindmøllefirmaer. Figur 71 til Figur 75 nedenfor præsenterer resultatet.



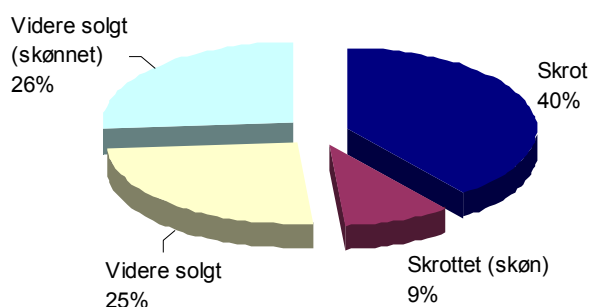
Figur 72 Nedtagnings årsag (antal).



Figur 73 Nedtagnings årsag (effekt).



Figur 74 Vindmøllens videre forløb (Antal).



Figur 75 Vindmøllens videre forløb (effekt).

Den altomfattende årsag til nedtagning er "Plads til nye møller" – hele 69% af den nedtagne effekt har denne begrundelse. Kun 6% har årsagen havari og tilsvarende 6% er nedtaget grundet defekt, hvor det ikke er vurderet, at en reparation var lønsom. Der er eksempler på møller nedtaget, fordi man ønskede dette fra myndighederne. Det er møller nær Rønbjerg Feriecenter i Løgstør kommune – det tog ca. 8 år fra feriecenteret blev bygget til det lykkedes at få en nedtagningsskifte i stand. Dette illustrerer blot, hvor svært det er at renovere områder for vindmøller, som man ikke længere ønsker, fx. som her grundet ferieboligbyggeri. Det vurderes, at en stor del med årsagsbetegnelsen "ukendt" reelt har at gøre med placering af nye møller, men det er ikke undersøgt detaljeret.

Vindmøllernes videre skæbne er for en stor dels vedkommende genopstilling. En del er genopstillet i Danmark som erstatning for havarerede eller til udbygning af et mølleområde, hvor det kun har været muligt at få tilladelse til mindre møller. En større del er solgt til udlandet, hvor især Sverige har været en større aftager. Men også i Østeuropa, især Polen, er der solgt en del. Og så er der endelig Kaliningrad projektet, hvor de 23 Vestas 225 kW møller fra Nøjsomhe-

dens odde projektet kom til. Det andet store elværksudskiftningsprojekt med 25 stk. 400 kW DVT møller tæller derimod godt i den andel, der er blevet skrottet.

7.4 Konklusion vedr. nedtagne vindmøller

I forhold til det store antal opstillede møller i Danmark – og set i lyset af, at de første år var "pionerår" - er det en meget lille andel, der atter er taget ned. Blandt de nedtagne er den langt overvejende årsag, at der har været sund økonomi i at udnytte pladsen til nye større vindmøller. At der kun er omkring 25% af møllerne over 20 år, der er nedtaget, vidner om, at den levetid på 20 år man normalt påregner, til fulde indfries. I hvert fald når det gælder de ældre møller, som nok for manges vedkommende er kraftigt overdimensioneret. Der er naturligvis enkelte fiaskoer – men de er i forholdet til succeserne forsvindende. De første serieproducerede vindroser, samt de første meget store serieproducerede DVT møller er sammen med nogle ganske få "ukurante" møllefabrikater, de eneste reelle fiaskoer. Så lærdommen fra nedtagne møller giver anledning til stor optimisme for dansk vindmølle-teknologi – men med den væsentlige viden i baghånden, at de ældre møller i vid udstrækning er overdimensioneret i forhold til dagens teknologi.

8 Teknisk og økonomisk levetid

8.1 Teknisk levetid

Den tekniske levetid for vindmøller forudsættes normalt til 20 år. Forudsætningen om 20 års levetid er en designforudsætning, der anvendes til beregning af vindmøllens struktur og komponenter. Strukturen har normalt en sandsynlighed fra 95 til 98% for en levetid, der er større end 20 år, mens komponenterne måske har en sandsynlighed fra 90 til 98 % for en levetid, der er større end 20 år. Normalt forudsættes, at levetiden er normalfordelt omkring en middellevetid f.eks. 25-30 år.

Levetiden er bl.a. afhængig af møllens reparation og vedligeholdelse. Teknisk set kan alle møllens dele vedligeholdes og repareres, således at den faktiske tekniske levetid sagtens kan være meget større end 20 år. Ofte vil det være udgifterne til vedligeholdelse og reparation, der bliver så store, at det ikke længere kan betale sig økonomisk at fortsætte møllens drift, hvorfor det egentlig er lidt svært at tale om en vindmøllens tekniske levetid. Normalt vil levetiden determineres af økonomien, og derfor vil den faktiske levetid normalt være lig med den økonomisk levetid.

8.2 Økonomisk levetid

En vindmøllens økonomiske levetid afhænger af en lang række forskellige faktorer såsom D&V udgifter i forhold til indtægter og alternativer til møllens fortsatte drift. En vindmøllens økonomiske levetid afhænger derfor af, hvad ejeren af vindmøllen beslutter om, hvorvidt møllen holdes i drift eller møllen tages ud af drift.

Når vindmøllers økonomiske levetid undersøges ses derfor på vindmølle ejerens økonomi. Vindmølle ejerens beslutning om fortsat drift, afhænger bl.a. af de økonomiske alternativer, hvorfor alternativerne til fortsat drift undersøges.

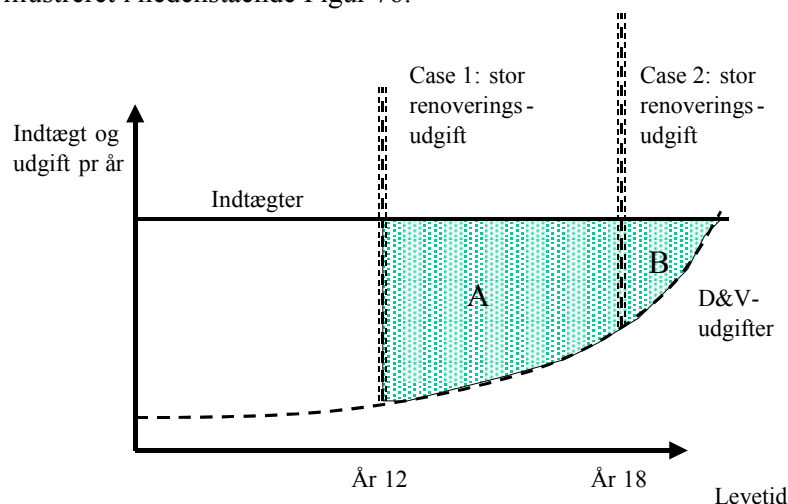
Der er således en række situationer, der er afgørende for ejerens beslutning, om møllen skal tages ud af drift eller ej:

1. De almindelige årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger overstiger møllens årsindtægt. Denne situation er tænkelig, men næppe den mest sandsynlige.
2. Der opstår en fejl i en væsentlig omkostningskrævende komponent (eksempelvis gear eller vinger). Om dette medfører en nedtagning/salg af møllen eller en reparation, vil afhænge af ejerens samlede vurdering af de fremtidige indtægtsmuligheder fra møllen.
3. Møllen er placeret på en vindmæssig god site, hvorfor der er alternative indtægtsmuligheder i at opstille en større mølle.

I det følgende vil disse tre muligheder blive beskrevet.

8.2.1 En vindmølle i drift, stigende D&V - udgifter og en større reparation

D&V udgifterne for vindmøller må forventes at stige med alderen og må forventes på et tidspunkt at blive af samme størrelsesorden, som årsindtægten fra energiproduktionen f.eks. ved udskiftning af vinger eller gearkasse. Bliver de årlige D&V udgifter over flere år af samme størrelsesorden som indtægterne, vil de økonomiske forhold få mølleejeren til at overveje at nedtage møllen. Denne situation er illustreret i nedenstående Figur 76.



Figur 76: Illustration af den økonomiske levetid for en mølle

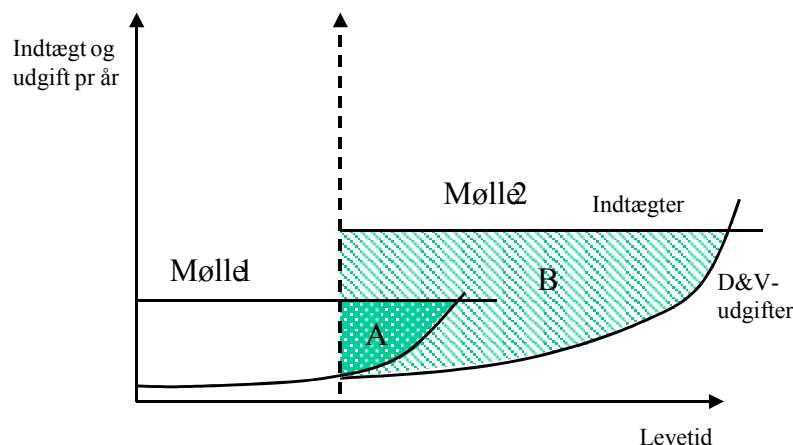
I Figur 76 er de almindelige løbende årlige D&V-udgifter angivet ud ad x-aksen sammen med de løbende indtægter (antaget at være konstante på årsbasis). Ovennævnte Situation 1 opstår ved skæring af kurven for D&V-udgifter med indtægtslinjen. Hvis ejeren således fremover forventer at de løbende D&V-udgifter vil være større end indtægterne, vil han nedtage møllen. Nedtagning kan yderligere aktualiseres, såfremt der er økonomiske incitamenter knyttet til nedtagning, f.eks. opstilling af en ny og evt. større mølle på pladsen eller en udskiftningsordning, der giver økonomiske fordele ved nedtagning. Som nævnt er det lidet sandsynligt, at en sådan situation vil være afgørende for møllens skrotning i virkeligheden.

Det er mere sandsynligt, at ovennævnte Situation 2 opstår. Til illustration af dette er der i Figur 76 yderligere angivet to cases for større renoveringer, der indtræder enten i år 12 eller i år 18. I begge tilfælde vil ejerens vurdering omfatte en sammenligning af de nødvendige udgifter i forbindelse med renoveringen med de resterende indtægtsmuligheder for møllen. Såfremt case 1 er aktuel skal renoveringsudgiften sammenlignes med indtægt A plus B i ovenstående figur, eventuelt korrigeret for en salgs/skrot-værdi for møllen. Er de forventede indtægter mindre end renoveringsudgiften, vil møllen blive skrottet² i år 12.

Hvis case 2 er aktuel skal renoveringsudgiften sammenlignes med den forventede indtægt (B) i figuren. Det er derfor langt mere sandsynligt at møllen bliver skrottet/solgt i case 2 (altså i år 18) end i case 1. Er der andre økonomiske incitamenter (eksempelvis en udskiftningsordning), der spiller ind, skal dette naturligvis også medtages i regnestykket.

² Korrigeret for eventuelle forskelle i salgs/skrot-værdi ved nedlægning af møllen nu alternativt ved ophøret af den forventede levetid.

I Figur 77 er ovenstående Situation 3 illustreret.



Figur 77: Bestemmelse af en mølles levetid ved alternativ opstilling af en anden mølle.

I Figur 77 er illustreret de mulige konsekvenser ved at opstille en anden vindmølle på den samme site. Såfremt mølle 1 tages ud af drift på trods af, at den stadig genererer en nettoindtjening vil arealet A i Figur 77 blive tabt. Til gengæld vil arealet B blive indtjent af den nye mølle 2. Afgørende for at ejeren vil foretage en udskiftning er således, at arealet B-A er tilstrækkeligt til at opnå den nødvendige forrentning ved etablering af den nye mølle.

Ovenstående tre situationer udelukker naturligvis ikke hinanden. Såfremt de løbende drift- og vedligeholdelsesudgifter i forvejen er høje, skal der forventeligt kun en mindre omkostningskrævende renovering til, før møllen vil blive skrottet/solgt, alternativt en ny mølle opstillet. Tilsvarende vil en mulig udskiftning til en ny og større mølle være attraktiv i stedet for at foretage en omfattende renovering af en eksisterende mølle.

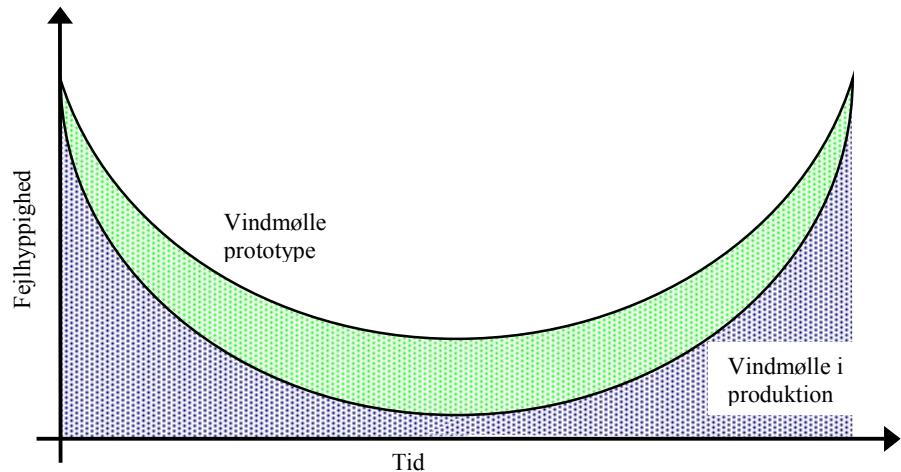
8.2.2 Nedtagning af mølle

Nedtages og skrotes en mølle, er der udgifter til nedtagning af møllen og reetablering af pladsen. Udgifterne til nedtagning og reetablering af pladsen er ikke ubetydelige og kan for mindre møller komme op i nærheden af årsindtægten fra vindmøllen. Derfor kan disse udgifter være med til at afholde mølleejeren fra at tage møllen ud af drift.

Såfremt møllen kan videresælges efter nedtagning, og mølleejeren får køberen af møllen til at nedtage møllen, kan mølleejeren få en ikke ubetydelig økonomisk indtægt for møllen incl. nedtagningen.

8.2.3 Teoretisk model for fejlfrekvens for vindmøller

Teoretisk bliver fejlfrekvensen for komponenter ofte beskrevet med en såkaldt badekar-model, se figur 1. I badekar-modellfiguren har vi forsøgt at indbygge vores forventninger til udviklingen i fejlfrekvensen for prototypemøller og for produktionsmøller.



Figur 78 viser to badekarsskurver for en prototype vindmølle og en produktionsvindmølle

Der antages for prototypen en højere fejlsandsynlighed i starten af møllens levetid end for produktionsvindmøllen, ligesom fejlfrekvensen tidsmæssigt er højere væsentlig længere. Fejlfrekvensen efter at vindmøllen er kørt ind, antages fortsat at være højere for prototypen end for produktionsmøllerne. Endelig antages i modellen, at fejlfrekvensen stiger tidsmæssigt tidligere for prototypen end for produktionsmøllen.

I vores undersøgelser har vi forsøgt at finde vindmøllernes ”badekarsskurver”. Som udgangspunkt har vi set på de samlede D&V omkostninger for at identificere ”tendenser” mht. D&V omkostninger, der ligner et badekar.

Indkøringen af vindmøller har været svær at få belyst, idet vindmøller normalt er omfattet af en garanti de første 2 år. Dette har vanskeliggjort belysningen af udviklingen af fejlfrekvensen og udviklingen af omkostningerne de første 2 år, fordi vindmølleejeren ikke betaler omkostningerne.

Mht. stigningen i D&V omkostningerne i slutningen af møllens levetid, har vi ikke været i stand til i nærværende projekt at identificere forløb, der ligner de skitserede badekar for de undersøgte vindmøller. Dette skyldes, at det som nævnt sjældent er de løbende D&V-omkostninger, der er den direkte årsag til møllens skrotning. Mere sandsynligt er en større renovering anstødsstenen til beslutningen om at nedtage møllen, og i disse tilfælde registreres denne potentielle omkostning naturligvis ikke, fordi den ikke foretages. Tilsvarende vil en udskiftning til en ny og større mølle heller ikke være repræsenteret af ”badekarforløbet”.

8.3 De teoretiske overvejelser sammenholdt med data fra D&V-analyserne, samt data fra nedtagne møller

I det følgende sammenholdes de teoretiske overvejelser med de eksisterende data fra nedtagne møller, beskrevet i afsnit 7.

Ifølge de registrerede årsager til nedtagning af møller er ingen møller ophørt pga. for høje løbende D&V-udgifter³. Dette betyder, at selv om de løbende D&V-omkostninger for nye møller er markant lavere end for de gamle (se afsnit 5), kan det ikke forventes, at dette fører til en markant længere levetid for disse nye møller.

Endvidere er andelen af møller, der er taget ned på grund af havari eller defekt, stærkt begrænset – kun ca. 12% af den udfasede effekt. Hertil kommer så en andel af den nedtagne effekt, hvor årsagen er registreret som ”ukendt” (ialt 19%). Men selv ved medtagelse af denne del er det stadig kun et begrænset antal af møllerne, der skrottes/sælges pga. konstaterede tekniske defekter. At de løbende D&V-omkostninger for nye møller er markant lavere end for de gamle (se afsnit 5), vil i havari/defekt-situation påvirke ejernes beslutningsproces på det tidspunkt, hvor en sådan større renovering er nødvendig. Således vil lave D&V-omkostninger betyde, at en ejer i højere grad vil vælge renoveringsløsningen frem for at skrotte/sælge møllen, idet der i denne situation er mere ”rest-indtægt” tilbage i møllen. Alt andet lige vil lave D&V-omkostninger for nye møller således tendere at trække i retning af højere levetider for nye møller, omend kun for den begrænsede del, der ender i havari/defekt-situationen.

Langt størstedelen af mølle-effekten er nedtaget for at skaffe plads til nye møller (mindst 69% af effekten). At det i den grad er relevant at anvende eksisterende pladser til nye møller skyldes hovedsageligt to ting:

- 1) at antallet af gode landplacerede sites i Danmark er begrænset og
- 2) at den økonomiske og tekniske effektivitet (cost-effectiveness) af nye møller er blevet stærkt forbedret på kort tid, og derfor kan udkonkurrere gamle møller, selv om de endnu ikke er udtjente.

Hertil kommer så endeligt, at for ejerne af vindmølle-anlæg er det ikke kun det procentuelle afkast af investeringen, der er relevant, men i høj grad også det absolutte afkast. Kan ejeren af en god site således opnå et større absolut afkast fra en ny og større mølle end fra den eksisterende, kan dette være relevant, selv om det procentuelle afkast (rate of return) endog skulle blive mindre end fra den gamle mølle.

Dette betyder, at såfremt den teknisk/økonomiske udvikling af vindmøller fortsætter med samme hast, som set i de senere år, så vil udskiftningen af gamle møller på gode sites ikke kun fortsætte med samme takt som i dag, men formentligt blive forstærket, fordi antallet af nye landplacerede sites vil være endnu mere begrænset i fremtiden. Således vil en stærk teknisk/økonomisk udvikling af vindkraft-anlæg alt andet lige trække i retning af en kortere levetid for nye møller.

³ Der kan dog være møller af denne kategori iblandt de 19%, der er registreret som ”ukendt” årsag.

Endelig skal man være opmærksom på, at levetiden for de i dag nedtagne møller er ganske høj – gennemsnittet er 9,2 år men med stor spredning. Heri er medregnet et (om end begrænset) antal fiaskoer i dansk vindkrafts udvikling, men til gengæld er stadigt kørende møller ikke medregnet. Således er kun ca. 25% af de møller, der opstilledes i årene 1980-1982 blevet nedtaget i dag, til trods for at disse møller er omkring 20 år gamle. Sammenvejes levetiden for nedtagne og stadigt kørende møller for 55kW vindmøllerne, for hver af årgangene fra 1981 til 1985, fås nedenstående Tabel 17.

Årgang	Opførte 55 kW møller ialt	År siden opførelse (2000)	Ophørte møller	Sammenvejet levetid	Spredning (gns. alder ophørt)
1981	52	19	17%	18,20	6,08
1982	73	18	14%	17,47	3,87
1983	74	17	11%	16,49	5,22
1984	96	16	5%	15,88	2,72
1985	79	15	4%	14,95	1,83

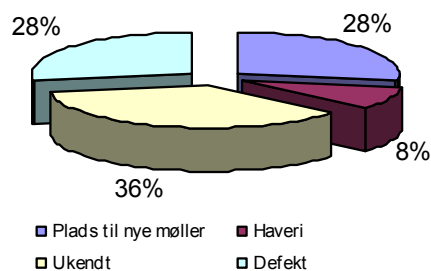
Tabel 17: Den sammenvejede levetid for 55kW-møller årgang 1981-1985 sammenlignet med alderen for stadigt kørende møller.

Af Tabel 17 fremgår det, hvor meget allerede skrottede 55kW-møller influerer på den samlede levetid for alle 55kW-møller af en given årgang. Betragtes således 55kW-møller opstillet i 1981, er disse år 2000⁴ ca. 19 år gamle. De møller, der stadig kører, har således en indtil nu konstateret levetid på 19 år. Men en del af 1981-populationen er allerede blevet nedtaget – i alt ca. 17%, jvf. Tabel 17. Medtages denne del kan en sammenvejet levetid beregnes for 1981-årgangen af 55kW-møller til ca. 18,2 år. Forskellen på den indtil nu maksimale levetid på 19 år og den sammenvejede levetid på 18,2 år, illustrerer således betydningen af de møller, der er ophørt indtil nu. Som det fremgår af Tabel 17 er denne forskel for de analyserede mølle-årgange forholdsvis lille, hvilket indikerer at den hidtil antagne levetid på 20 år bestemt ikke synes urimelig.

Tages endvidere i betragtning, at en stor del af de ophørte 55kW-møller ikke bare er blevet skrottet, men er nedtaget for at skaffe plads til nye møller, medfører dette et endnu mere positivt billede af de gamle 55kW-møllers levetid.

Som det fremgår af Figur 82 er kun ca. 36% rapporteret nedtaget pga. defekt eller havari. Ca. 28% er nedtaget for at skaffe plads til en ny mølle, mens årsagen til nedtagningen ikke er kendt for en relativ stor andel på 36%. Samlet skønnes dog kun ca. 10% at være videresolgt, mens de resterende 90% er skrottet, eventuelt anvendt til reservedele til andre 55kW-møller. Af analyserne fremgår det således tydeligt, at økonomiske overvejelser er klart de væsentligste årsager til 55kW-møllernes ophør, og ikke at de er udsat for tekniske problemer.

⁴ Tidspunktet for den statistiske opgørelse af data.



Figur 79: Årsagen til nedtagning af 55kW-møller.

Samlet kan der således konkluderes følgende for udviklingen i den økonomiske levetid for møller:

- Der er ikke noget der tyder på, at en forventet levetid på 20 år for vindmøller er for optimistisk. En stor andel af de ophørte møller er nedtaget for at skaffe plads til nye møller.
- Det generelle niveau for løbende D&V-udgifter (eksklusiv større re-investeringer gear, vinger o.lign.) har kun lille indflydelse på levetiden.
- Kun i situationer, hvor vindmølleejerne står over for større renoveringer, vil det generelt lavere niveau for D&V-omkostninger for nye møller have betydning, og alt andet lige tendere mod længere levetider for disse nye møller.

Som nævnt skrottes/sælges størstedelen af møllerne i dag for at skaffe plads til opsætning af nye møller. Såfremt den tekniske/økonomiske udvikling af nye møller fortsætter i samme takt som set de senere år, vil dette alt andet lige medføre en kortere fremtidig økonomisk levetid for disse nye møller, idet antallet af ubenyttede gode landplaceringer vil blive stadigt mindre.

9 Konklusion

I projektet er der indhentet og analyseret data for vindmøllers investeringsomkostninger, produktion (benyttelsestid), drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, samt årsager til nedtagning af møllerne. På basis heraf er tidsserier for de løbende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger pr. kWh opstillet, ligesom den tekniske- og økonomiske levetid er undersøgt. Herudover er der foretaget en særlig undersøgelse af gear.

Der er nu opnået op mod 20 års erfaring med vindmøller i Danmark om end næsten 10 år af de indhøstede erfaringer er relateret til de gamle 55 kW-møller. Det betyder, at der nu er etableret et helhedsbillede af vindmøllers økonomi, hvorfra der kan udtrækkes visse om end ret overordnede konklusioner, hvad angår drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne over en mølles levetid:

- Generelt har nye generationer af større møller lavere D&V-omkostninger pr kWh end ældre generationer af møller. Denne sammenhæng er udelukkende konstateret i de første 10 år af møllernes levetid og om end det er forventeligt, at dette også vil gøre sig gældende, når disse møller ældes, er det vanskeligt at forudsige på det nuværende grundlag.
- De to første år af en mølles levetid (under garantiperioden) er karakteriseret ved lave D&V-omkostninger for ejerne. Generelt ligger omkostninger til D&V på under 5 øre/kWh, dog med undtagelse af de gamle 55 og 150 kW-møller, som ligger på ca. 8-10 øre i det andet leveår.
- Fra år 2 til år 10 af møllernes levetid er der generelt konstateret D&V-omkostninger på 5-10 øre/kWh. En undtagelse herfra er dog 55-kW møllerne, som ligger væsentligt højere. Statistisk set er denne levetidsperiode vel repræsenteret i analyserne, hvorfor dette resultat har stor troværdighed.
- År 11 til 20 af møllernes levetid er primært belyst ud fra erfaringer fra 55 kW møllerne, idet øvrige møller enten er for unge eller indgår med en lav statistisk repræsentation i materialet. For 55 kW-møllerne er der konstateret D&V-omkostninger på 20-30 øre/kWh i denne levetidsperiode. Med undtagelse af de sidst 3-4 år er 55 kW'erne vel repræsenteret i denne periode.
- Det bør bemærkes, at 55 kW-møllerne kommer op på et højt niveau for D&V-omkostningerne allerede fra det 5.-6. leveår, hvorefter dette niveau stort set er konstant til møllernes 20. leveår. Dette mønster er ikke konstateret for andre typer af møller, hvorfor det høje niveau formentlig kan tilskrives specielle karakteristika ved 55 kW'erne og sandsynligvis ikke kan overføres til nyere generationer af møller.
- Ud fra den specielle undersøgelse af vindmølle-gear i projektet, kan det konstateres, at gear i vindmølle har stor pålidelighed.

På basis af ovennævnte tidsserier for D&V-omkostninger og de af EMD indsamlede data om årsager til nedtagning af vindmøller og disse møllers videre forløb, er der uddraget følgende konklusioner for møllernes tekniske og økonomiske levetid:

- På basis af analyserne af 55 kW-møllerne kan det konstateres, at den hidtil anvendte antagelse om en forventet levetid på 20 år for vindmøller synes at være berettiget. De gamle 55 kW-møller var dog i et vist omfang overdimensioneret, hvorfor dette resultat kun med nogen usikkerhed kan overføres til yngre generationer af møller.
- Generelt har det ikke været muligt på baggrund af analyserne at bestemme en teknisk levetid for vindmøller. Hvis møllerne fortsat vedligeholdes, vil den normalt forventede tekniske levetid kunne forlænges ganske betydeligt. Til gengæld er der fundet en økonomisk levetid i forbindelse med udskiftning af vindmøller. Levetiden fastlægges af de økonomiske muligheder for udskiftning, som den enkelte møllejer har.
- En meget stor del af møllerne er nedtaget for at skaffe plads til nye møller (mindst 69% af effekten). Således er kun en mindre del blevet nedtaget pga. tekniske problemer, havari og lignende. En stor del af udskiftnings-møllerne skrottes ikke, men videresælges til opstilling andet sted.
- Normalt vil en mølle ikke blive nedtaget pga. de løbende udgifter til D&V. En nedtagning finder i de fleste tilfælde sted, fordi møllen skal udskiftes til en større eller fordi det er nødvendigt med en større renovering (gear, vinger, generator o.l.). Det generelle niveau af de løbende D&V-udgifter har således kun lille indflydelse på møllernes levetid.
- Kun i situationer, hvor vindmøllejerne står over for større renoveringer, vil det generelt lavere niveau for D&V-omkostninger for nye møller have betydning for levetiden og alt andet lige vil det tendere mod længere levetider for disse nye møller.

Som nævnt skrottes/sælges størstedelen af møllerne i dag for at skaffe plads til opsætning af nye møller. Såfremt den tekniske/økonomiske udvikling af nye møller fortsætter i samme takt som set de senere år, vil dette alt andet lige medføre en kortere fremtidig økonomisk levetid for disse nye møller. Udskiftningen af møller må således fortsat forventes at reducere den økonomiske levetid på grund af knaphed på gode ubenyttede landplaceringer.

Referencer

1. Ref 1: Privatejede vindmøllers økonomi, Styregruppe for undersøgelse af privatejede vindmøllers økonomi, Energistyrelsen 1991

10 Appendiks

Figur 1 De i undersøgelsen implicerede vindmøllers geografiske placering	7
Figur 2 Antal tilbagemeldinger fordelt på effektklasser	8
Figur 3 Fordelingen af tilbagemeldingerne på effektklasserne	9
Figur 4 Andelen af møller i undersøgelsen for hhv. investerings og drift & vedligehold i forhold til opstillede, aktive danske vindmøller.	9
Figur 5 Fordelingen af de 374 møller, der indgår i datagrundlaget bag investeringsanalysen.	10
Figur 6 Fordelingen af de 2762 observationer, der indgår i datagrundlaget bag investeringsanalysen.	11
Figur 7 Fordelingen af de 474 møller, der indgår i datagrundlaget bag driftsanalysen.	11
Figur 8 Fordelingen af de 1942 årsindberetninger bag driftsanalysen.	12
Figur 9 Antal årsindberetninger pr. kalenderår fordelt efter effekt	12
Figur 10 Samlede investeringsomkostningers prisudvikling pr.kW som funktion af den installerede effekt.	14
Figur 11 Samlede omkostninger som funktion af tid og installeret effekt.	14
Figur 12 De samlede omkostningers andel i procent i forhold til mølleprisen.	15
Figur 13 Mølleprisens udvikling i forhold til den installerede effekt.	16
Figur 14 Prisudviklingen for mølleprisen i forhold til rotorarealet	16
Figur 15 Prisudviklingen for mølleprisen i forhold til den beregnede årlige produktion	17
Figur 16 Mølleprisen som funktion af tid og installeret effekt	17
Figur 17 Fundamentets prisudvikling i forhold til den installerede effekt.	18
Figur 18 Fundamentet som funktion af tid og installeret effekt.	19
Figur 19 Fundamentets andel i procent i forhold til mølleprisen	19
Figur 20 El-installationens prisudvikling i forhold til den installerede effekt.	20
Figur 21 El-installationen som funktion af tid og installeret effekt.	20
Figur 22 El-installationens andel i procent i forhold til mølleprisen	21
Figur 23 Nettetilslutningens prisudvikling i forhold til den installerede effekt	22
Figur 24 Nettetilslutningen som funktion af tid og installeret effekt.	22
Figur 25 Nettetilslutningens andel i procent i forhold til mølleprisen	23
Figur 26 Fjernovervågningens prisudvikling i forhold til den installerede effekt	24
Figur 27 Fjernovervågning som funktion af tid og installeret effekt	24
Figur 28 Fjernovervågningens andel i procent i forhold til mølleprisen.	25
Figur 29 Finansieringsomkostninger i forhold til den installerede effekt	26
Figur 30 Finansieringsomkostninger som funktion af tid og installeret effekt.	26
Figur 31 Finansieringens andel i procent i forhold til mølleprisen	27
Figur 32 Rådgivnings- og projekteringsomkostninger i forhold til den installerede effekt	28
Figur 33 Rådgivning og projektering som funktion af tid og installeret effekt.	28
Figur 34 Omkostninger til Rådgivning- og projektering i procent af mølleprisen	29
Figur 35 Vejjetableringens prisudvikling i forhold til den installerede effekt	30
Figur 36 Vejjetablering som funktion af tid og installeret effekt.	30
Figur 37 Vejjetableringens andel i procent af mølleprisen	31
Figur 38 Udviklingen i andre investeringsomkostninger i forhold til den installerede effekt	31
Figur 39 Andre omkostninger som funktion af tid og installeret effekt.	32
Figur 40 Andre omkostningers andel i procent i forhold til mølleprisen.	33
Figur 41 Benyttelsestiden for de udvalgte effektklasser over de løbende år.	34
Figur 42 Benyttelsestiden for de udvalgte effektklasser som funktion af møllernes alder	35

Figur 43 Den specifikke effekt og antal variationer i danske vindmøller.....	36
Figur 44 De samlede D&V-omkostninger (1999 – priser).....	38
Figur 45 De samlede Forsikringsomkostninger (1999 – priser).....	39
Figur 46 De samlede Serviceomkostninger (1999 – priser).....	40
Figur 47 De samlede administrationsomkostninger (1999 – priser).....	41
Figur 48 De samlede reparations- og vedligeholdelsesomkostninger (1999 – priser).....	42
Figur 49 Viser de samlede andre omkostninger (1999 – priser).....	43
Figur 50 Standardafvigelsen for D&V-udgifterne for 55 kW (1999 – priser).....	44
Figur 51 Udvalgte D&V poster pr. produceret kW-time for 55 kW møller (1999 – priser).....	45
Figur 52 Udvalgte D&V poster pr. produceret kW-time for 150 kW møller (1999 – priser).....	46
Figur 53 Udvalgte D&V poster pr. producere kW-time for 225 kW møller (1999 – priser).....	47
Figur 54 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 300 kW møller (1999 – priser).....	49
Figur 55 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 500 kW møller (1999 – priser).....	50
Figur 56 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 600 kW møller (1999 – priser).....	51
Figur 57 Udvalgte D&V poster pr. produceret kWh for 660 kW møller (1999 – priser).....	52
Figur 58 Udvalgte D&V poster pr. producere kWh for 750 kW møller (1999 – priser).....	53
Figur 59 Svarfordelingen af Bonus 150 kW.....	54
Figur 60 Fordelingen af reparationerne for 150 kW Bonusmøller.....	55
Figur 61 Svarfordelingen for Vestas 225 kW.....	55
Figur 62 Fordelingen af reparationerne for 225 kW Vestasmøller.....	56
Figur 63 Gennemsnittet af de samlede reparationsudgifter for Vestas 225 kW, betalt af ejerne.....	56
Figur 64 6 tilfælde hvor gearet er udskiftet på Vestas 225 kW.....	57
Figur 65 Brutto-opstilling af vindmøller i Danmark.....	58
Figur 66 Levetid for ophørte vindmøller.....	59
Figur 67 Nedtagne vindmøller i procent af opstillede.....	59
Figur 68 332 registrerede ophørte vindmøller fordelt på effektklasser.....	60
Figur 69 Ophørt antal og effekt.....	60
Figur 70 Ophørte møllers indkørings og ophørs år.....	61
Figur 71 Ophørte vindmøller fordelt på amter.....	61
Figur 72 Nedtagnings årsag (antal).....	62
Figur 73 Nedtagnings årsag (effekt).....	62
Figur 74 Vindmøllens videre forløb (Antal).....	63
Figur 75 Vindmøllens videre forløb (effekt).....	63
Figur 76: Illustration af den økonomiske levetid for en mølle.....	66
Figur 77: Bestemmelse af en mølles levetid ved alternativ opstilling af en anden mølle.....	67
Figur 78 viser to badekarskurver for en prototype vindmølle og en produktionsvindmølle.....	68
Figur 79: Årsagen til nedtagning af 55kW-møller.....	71

Bibliographic Data Sheet**Risø-R-1247(DA)**

Title and authors

Economics for wind turbines in Denmark (In Danish)

Investments, operation and maintenance costs for selected vintages of turbines.

Peter Hjuler Jensen, Poul Erik Morthorst, Strange Skriver, Mikkel Rasmussen,
Helge Larsen, Lars Henrik Hansen, Per Nielsen and Jørgen Lemming.

ISBN	ISSN
87-550-2838-1	0106-2840
87-550-2840-3 (Internet)	

Department or group	Date
VEA/VIM	22.10.2002

Groups own reg. number(s)	Project/contract No(s)
	51171/96-0039
	51176/01-0001
Risø-R-1247	

Pages	Tables	Illustrations	References
78	17	79	01

Abstract (max. 2000 characters)

During the last two decades of operational experience with wind turbines in Denmark, a number of investigations on wind energy economics have been carried out on behalf of the Danish Energy Agency. The aim of this study has been to analyse the development of investments cost, O&M-cost, insurance costs etc. including the economic and technical lifetime of wind turbines. Based on a questionnaire and an existing database, time series for O&M-cost components are established going back to the early 80's. These time series are used to analyse the development of O&M-costs during the lifetime of different turbine sizes and vintages. A major issue of the project is to use the results achieved for older turbines (55kW to 150 kW) to establish an expected development of O&M-costs for newer larger turbines, typically of the 500kW to 750kW sizes.

Descriptors INIS/EDB

DENMARK; ECONOMIC ANALYSIS; INVESTMENT; OPERATING
COST; SERVICE LIFE; WIND TURBINES